



UNIVERSIDAD DE MÁLAGA

DEPARTAMENTO DE EXPRESIÓN GRÁFICA, DISEÑO Y PROYECTOS

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA INDUSTRIAL

PROGRAMA DE DOCTORADO: INGENIERÍA Y GESTIÓN DE PROYECTOS

TESIS DOCTORAL

“BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA EL DESARROLLO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES EN ESPAÑA. ESTUDIO COMPARATIVO CON ESTADOS UNIDOS Y ALEMANIA”

Autora: María del Carmen Romero Rubio

Director: Dr. D. José Ramón De Andrés Díaz

Noviembre, 2015



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

AUTOR: María del Carmen Romero Rubio

 <http://orcid.org/0000-0002-0579-1425>

EDITA: Publicaciones y Divulgación Científica. Universidad de Málaga



Esta obra está bajo una licencia de Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 4.0 Internacional:

<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode>

Cualquier parte de esta obra se puede reproducir sin autorización pero con el reconocimiento y atribución de los autores.

No se puede hacer uso comercial de la obra y no se puede alterar, transformar o hacer obras derivadas.

Esta Tesis Doctoral está depositada en el Repositorio Institucional de la Universidad de Málaga (RIUMA): riuma.uma.es



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

D. JOSÉ RAMON DE ANDRÉS DÍAZ, Dr. Ingeniero Industrial, Profesor Titular de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de la Universidad de Málaga, en el Área de Proyectos de Ingeniería, actuando en calidad de Director de la Tesis, HACE CONSTAR:

Que la tesis presentada por D^a MARÍA DEL CARMEN ROMERO RUBIO con el título "BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA EL DESARROLLO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES EN ESPAÑA. ESTUDIO COMPARATIVO CON ESTADOS UNIDOS Y ALEMANIA", se ha desarrollado bajo mi dirección y reúne los requisitos necesarios para optar al grado de Doctor.

Y para que así conste a los efectos oportunos, expido y firmo el presente documento en Málaga, a 29 de Octubre de dos mil quince.

Fdo.: JOSÉ RAMON DE ANDRÉS DÍAZ



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

A mi familia



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

SUMARIO

Las comunidades energéticas sostenibles son organizaciones en las que sus miembros se implican fuertemente para gestionar su propia energía, generarla con la máxima eficiencia y utilizar fuentes renovables. Estas comunidades aprovechan, en la medida de lo posible, los recursos locales de que disponen (energía solar, eólica, biomasa, etc.), con el fin de aumentar su autonomía y disminuir la dependencia de suministros externos.

Dentro de un sistema de generación distribuida, las comunidades energéticas sostenibles productoras de energía, constituirían un caso particular de unidades locales de producción, en las que las instalaciones de generación son, al menos en parte, de propiedad colectiva.

Desde hace más de una década, varios gobiernos y organizaciones internacionales en el mundo desarrollado, fomentan la creación de Comunidades Energéticas Sostenibles (CES), como estrategia para mejorar la aceptación pública de las renovables, desarrollar la generación distribuida y cumplir objetivos de porcentaje de renovables en el consumo, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

En algunos países, especialmente en Estados Unidos, Canadá, Alemania, Dinamarca y Reino Unido, han surgido numerosas CES que han contribuido al desarrollo de las renovables en esos países.

En España, un país con una gran riqueza en recursos renovables y en el que las energías renovables han experimentado un gran crecimiento en los últimos años, solamente existen algunos casos aislados de CES.

El propósito de esta tesis es analizar el caso de España para determinar las causas de la escasez de CES en este país, así como proponer acciones dirigidas a acelerar la creación de CES y adaptadas al contexto español.

Para facilitar esta tarea, se han tomado como referencia dos países con gran desarrollo de CES y se han establecido comparaciones. Estos dos países han sido EEUU y Alemania. De cada uno de ellos se ha analizado el desarrollo de renovables, el marco

legal para su fomento, los modelos de CES más frecuentes y los factores que han favorecido su proliferación.

Una vez realizada la comparación de estos países con España, se han analizado las barreras y las oportunidades existentes en España para el desarrollo de CES.

La mayoría de las barreras están relacionadas con la normativa del sector eléctrico, especialmente desde 2012, cuando se suprimieron las retribuciones establecidas para el fomento de la electricidad renovable en la normativa de Régimen Especial para las nuevas instalaciones. Desde entonces, esta normativa ha evolucionado de una forma muy desfavorable para las instalaciones productoras de electricidad renovable, recortando drásticamente los incentivos para instalaciones nuevas y existentes.

Teniendo en cuenta que las instalaciones de generación de electricidad renovable aún tienen un alto coste de implantación, la puesta en marcha de nuevas plantas que resulten rentables será bastante difícil con la nueva normativa.

Además, en España sobra capacidad eléctrica instalada para cubrir la demanda actual y en 2013 y 2014, se superaron los objetivos de porcentaje de renovables en el consumo de electricidad establecidos para 2020.

Sin embargo, en España la dependencia energética es alta (en torno al 70%) y aún quedan otros objetivos para 2020 por cumplir: 20% de renovables en el consumo final de energía (en 2013, 15,4%), 10% de renovables en el transporte (en 2013, 0,4%) y 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990. Sería ideal que en España surgieran CES que contribuyeran a alcanzar estos objetivos.

Por estas razones, para el desarrollo de CES en España, en la tesis se han propuesto estrategias y actividades en el sector energético distintas de la producción eléctrica renovable: district heating/cooling, producción de biocarburantes, eficiencia energética y biogás para introducirlo en redes de gas natural.

Además, se han dado algunas recomendaciones al gobierno español para fomentar la creación de CES dedicadas a estas actividades y se han sugerido varias líneas futuras de investigación.

SUMMARY

Sustainable Energy Communities are organizations whose members are strongly involved in the management of their own energy, the generation of energy with the maximum efficiency and the use of renewable energy. These communities take advantage, to the extent possible, of their local resources (solar energy, wind, biomass, etc.), with the aim of increasing their autonomy and reducing the dependence on external supplies.

Within a distributed generation system, sustainable energy communities producing energy would constitute a particular case of local production units, in which generation facilities are, at least in part, collectively owned.

Since more than a decade ago, several governments and international organizations in the developed world, have encouraged the creation of Sustainable Energy Communities (SECs), as a strategy for increasing the public acceptance of renewable energy, the development of distributed generation and for the fulfilment of several targets related to energy efficiency, share of renewable energy in energy consumption, and reduction of greenhouse gas emissions.

In some countries, specially in the United States, Canada, Germany, Denmark and the United Kingdom, numerous SECs have arisen, which have contributed to the development of renewable energy in these countries.

In Spain, a country which have a wealth of renewable resources and where renewable energies have experienced a strong increase in recent years, only a few SECs exist.

The purpose of this thesis is to analyse the case of Spain, in order to determine the causes of the lack of SECs in this country, and to propose actions adapted to the Spanish context and aimed at accelerating the creation of SECs.

To facilitate this task, two countries with an important development of SECs have been taken as a reference. These countries have been the United States and Germany. For each one of them, several aspects have been analysed: renewable energy development, legal framework for the encouragement of renewable energy, most frequent SEC models and factors which have favoured the proliferation of SECs.

Once the comparison of these two countries with Spain had been made, existing barriers and opportunities for the development of SECs in Spain have been analysed.

Most of the barriers are related to the electricity sector regulations, specially since 2012, when retributions established in the Special Regime regulations were suppressed for new renewable electricity generation plants. Since then, regulations for the support of renewable electricity have evolved in a very unfavourable manner, and the incentives for new and existing plants have been drastically cut.

Taking into account that renewable electricity generation plants still have high costs of implementation, the installation of new plants that are profitable, will be very difficult with the new regulations.

Moreover, in Spain there is an excess of electricity capacity for covering the current load and, in 2013 and 2014, the 2020 goals related to renewable electricity were surpassed.

However, in Spain, external energy dependence is high and there are still some 2020 targets to achieve: 20% of renewable energy in final energy consumption (in 2013, it was 15,4%), 10% of renewable energy in transport (in 2013, it was 0,4%), and 20% greenhouse emission reduction compared to 1990 levels. It would be ideal that SECs that contribute to this task arise.

For these reasons, in the thesis, strategies and activities in the energy sector other than those based in renewable electricity have been proposed for the encouragement of SECs in Spain: district heating/cooling, biofuels production, energy efficiency and biogas production for injection into natural gas networks.

Furthermore, some recommendations aimed at accelerating the creation of SECs have been made to the Spanish government, and several future lines of research have been suggested.

ÍNDICE

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.....	19
1.1. La generación distribuida	19
1.1.1. Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico	20
1.2. Comunidades energéticas sostenibles.....	22
1.3. Objetivos	25
1.4. Contenido de la tesis	26
CAPÍTULO 2. LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES	31
2.1. Concepto de Comunidad Energética Sostenible	31
2.2. Literatura y estudios existentes	32
2.3. Beneficios de las CES.....	33
2.4. Fases en el desarrollo de una CES.....	34
2.5. Fomento de CES en Europa.....	35
2.5.1. Marco legal para el fomento de renovables y eficiencia energética	35
2.5.2. Iniciativas de fomento de CES en la UE	37
2.5.2.1. El programa RESCOOP 20-20-20.....	37
2.5.2.2. El programa Community Power (CO-POWER)	40
2.5.2.3. El programa CONCERTO.....	41
CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA.....	47
3.1. Estudio del desarrollo de RES y CES en Estados Unidos	50
3.2. Estudio del desarrollo de RES y CES en Alemania	50
3.3. Estudio del desarrollo de RES y CES en España.....	51
3.3.1. Entrevistas	51
CAPÍTULO 4. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN EEUU	55
4.1. Evolución de las Energías Renovables en EEUU	55
4.2. Principales componentes del sector eléctrico en EEUU	60
4.3. Marco legal para el fomento de las energías renovables en EEUU.....	63
4.3.1. Rules, Regulations & Policies: RR&P	65
4.3.1.1. Renewable Portfolio Standards (RPS).....	65
4.3.1.1.1. Renewable Energy Credits (RECs).....	66
4.3.1.1.2. Tecnologías elegibles.....	67

4.3.1.2. Net metering	68
4.3.1.2.1. Políticas net metering que afectan al desarrollo de CES en autoconsumo	70
4.3.1.3. Mandatory Green Power Option (MGPO)	72
4.3.2. Incentivos financieros para el fomento de energías renovables	72
4.3.2.1. Feed-in tariff (FIT)	73
4.3.2.2. Corporate Tax Incentives	76
4.3.2.2.1. Renewable Energy Production Tax Credit (PTC)	76
4.3.2.2.2. Business Energy Investment Tax Credit (ITC).....	77
4.3.2.2.3. Depreciación acelerada	78
4.4. Comunidades Energéticas Sostenibles en EEUU	80
4.4.1. Cooperativas eléctricas sostenibles	80
4.4.1.1. Antecedentes.....	80
4.4.1.2. Características de las cooperativas eléctricas	81
4.4.1.3. Datos de las cooperativas eléctricas en EEUU	82
4.4.1.4. Financiación de las cooperativas eléctricas	83
4.4.1.5. Asociaciones estatales de cooperativas eléctricas	84
4.4.1.6. Representación a nivel federal.....	84
4.4.1.7. Las cooperativas eléctricas y las energías renovables	84
4.4.1.8. Las cooperativas eléctricas y la eficiencia energética	87
4.4.1.9. Las cooperativas eléctricas y las smart grids.....	88
4.4.1.10. Cooperativas eléctricas consideradas CES: Cooperativas eléctricas sostenibles.....	89
4.4.2. CES productoras de energía eólica.....	89
4.4.2.1. Datos de las CES productoras de energía eólica	90
4.4.2.2. Estructuras de financiación de las CES productoras de energía eólica ..	92
4.4.2.2.1. 1ª etapa. Modelos tradicionales de financiación de CWP	93
4.4.2.2.1.1. Estructuras Multiple Local Owner	94
4.4.2.2.1.2. Estructuras Flip	97
4.4.2.2.2. 2ª etapa. Nuevos modelos de financiación de CWP	98
4.4.2.2.2.1. Caso de estudio. Ridgewind Power Partners, LLC.	99
4.4.2.2.2.2. Caso de estudio. Fox Islands Wind, LLC.	100
4.4.3. CES productoras de energía solar	102
4.4.3.1. Modelos de negocio CSS.....	103

4.4.3.1.1. Utility-Sponsored Model	103
4.4.3.1.1.1. Aspectos legales y fiscales	104
4.4.3.1.1.2. Caso de estudio: Sacramento Municipal Utility District (SMUD): SolarShares Program.....	105
4.4.3.1.2. Special Purpose Entity (SPE) Model	106
4.4.3.1.2.1. Aspectos legales y fiscales	107
4.4.3.1.2.2. Modelos de financiación de CSS estructuradas como SPE	108
4.4.3.1.2.2.1. Self-financing	108
4.4.3.1.2.2.2. Estructuras flip.....	108
4.4.3.1.2.2.3. Estructuras sale/leaseback	109

CAPÍTULO 5. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN ALEMANIA..... 113

5.1. Evolución de la Energías Renovables en Alemania 113

5.2. Marco legal para el fomento de las energías renovables en Alemania..... 116

5.3. Comunidades Energéticas Sostenibles en Alemania..... 120

5.3.1. Dinámica de creación 122 |

5.3.2. Formas jurídicas más frecuentes para CES 123 |

5.3.2.1. GmbH & Co. KG..... 123 |

5.3.2.2. Cooperativas 125 |

5.3.2.2.1. Áreas de actividad de las cooperativas energéticas 127 |

5.3.2.2.2. Cooperativas de producción energética 127 |

5.3.2.2.3. Financiación..... 128 |

5.3.2.2.4. Caracterización y motivación de los socios 129 |

5.3.2.2.5. Causas del auge cooperativo en el sector energético 131 |

5.3.3. CES típicas en Alemania..... 132 |

5.3.3.1. Bürgerwindparks 132 |

5.3.3.1.1. Financiación..... 135 |

5.3.3.2. Pueblos bioenergéticos 136 |

5.3.3.2.1. Concepto de pueblo bioenergético..... 136 |

5.3.3.2.2. Tiempo e inversión requeridos para desarrollar un pueblo bioenergético..... 137 |

5.3.3.2.3. Caso de estudio: Jühnde..... 138 |

5.3.3.3. Comunidades solares 140 |

5.3.3.3.1. Caso de estudio: Cooperativa solar Odenwald 142 |

CAPÍTULO 6. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN ESPAÑA	147
6.1. Evolución de la Energías Renovables en España.....	147
6.2. Marco legal para el fomento de las energías renovables en España	148
6.2.1. Normativa previa a la Reforma Energética.....	148
6.2.2. Normativa destinada a paliar el déficit tarifario.....	153
6.2.2.1. Reforma del sector eléctrico	154
6.2.2.1.1. Real Decreto 413/2014	155
6.2.2.1.2. Real Decreto 900/2015	158
6.3. Comunidades Energéticas Sostenibles en España	161
6.3.1. CES comercializadoras de energía eléctrica	162
6.3.2. CES productoras de energía eléctrica.....	163
6.3.2.1. Ejemplos.....	164
6.4. Instalaciones productoras de electricidad. Modelos de propiedad más frecuentes.....	168
6.4.1. Parques eólicos.....	168
6.4.2. Huertos solares fotovoltaicos	169
6.4.3. Biomasa.....	169
6.4.4. Cogeneración a gas natural	170
CAPÍTULO 7. ANÁLISIS COMPARATIVO. BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA LAS CES EN ESPAÑA	173
7.1. Diferencias en la normativa de apoyo a RES	173
7.2. Diferencias en la evolución y características de las CES.....	174
7.3. Factores que han contribuido al desarrollo de CES en EEUU.....	176
7.4. Factores que han contribuido al desarrollo de CES en Alemania	178
7.5. Barreras para el desarrollo de CES en España	181
7.6. Oportunidades para el desarrollo de CES en España	183
7.6.1. Redes de distribución de calor y frío eficientes	184
7.6.2. Producción y comercialización de biocombustibles	187
7.6.2.1. Producción de biocarburantes.....	187
7.6.3. Otras áreas de actividad para CES en España	188
CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO.....	191
8.1. Conclusiones	191
8.2. Futuras líneas de trabajo	197

REFERENCIAS	201
ANEXO 1. LISTADO DE PROYECTOS CSS UTILITY-SPONSORED EN EEUU	215
ANEXO 2. LISTADO Y PORTADAS DE PUBLICACIONES.....	217

LISTA DE ACRÓNIMOS

ACOGEN: Asociación Española de Cogeneración

ADHAC: Asociación Española de Redes de Calor y Frío

AEE: Agentur für Erneuerbare Energien. Renewable Energies Agency (Alemania)

AMI: Advanced Meter Infrastructure

AMR: Automatic Meter Reading

AWEA: American Wind Energy Association

BMEL: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Federal Ministry of Food and Agriculture (Alemania)

BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Alemania)

BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (Alemania)

BWE: Bundesverband WindEnergie e.V. German Wind Energy Association (Alemania)

CES: Comunidad Energética Sostenible

CNE: Comisión Nacional de la Energía (España)

CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (España)

CommRE: Community Renewable Energy Deployment (Estados Unidos)

CSS: Community Shared Solar

CWP: Community Wind Project

DGRV: Deutscher Genossenschafts-und Raiffeisenverband e.V. German Cooperative and Raiffeisen Confederation (Alemania)

DOE: Department of Energy (Estados Unidos)

DSIRE: Database of State Incentives for Renewables and Efficiency (Estados Unidos)

EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz. Renewable Energy Sources Act (Alemania)

EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Renewable Energies Heat Act (Alemania)

EEUU: Estados Unidos

EIA: Energy Information Administration (Estados Unidos)

EREC: European Renewable Energy Council

FIT: Feed-in Tariff

FV: Fotovoltaica

GIT: Grandes Instalaciones Térmicas

GLREA: Great Lakes Renewable Energy Association

G&T: Generation and Transmission

ICES: Integrated Community Energy Solutions (Canadá)

IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (España)

IOU: Investor-Owned Utility

IPP: Independent Power Producer

IREC: Interstate Renewable Energy Council (Estados Unidos)

IRS: Internal Revenue Service (Servicio de Impuestos Internos) (Estados Unidos). Agencia Federal encargada de la recaudación de impuestos y el cumplimiento de las leyes tributarias.

ITC: (Business Energy) Investment Tax Credit

JEE: Jefatura del Estado Español

KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Combined Heat and Power Act

LLC: Limited Liability Company

MACRS: Modified Accelerated Cost-Recovery System

MGPO: Mandatory Green Power Option

MIEC: Ministerio de Economía (España)

MIET: Ministerio de Industria, Energía y Turismo (España)

NREAP: National Renewable Energy Action Plan

NRECA: National Rural Electric Cooperative Association (Estados Unidos)

NREL: National Renewable Energy Laboratory

PANER: Plan Acción Nacional de Energías Renovables

PBI: Performance-Based Incentive

POU: Publicly-Owned Utility

PPA: Power Purchase Agreement

PTC: (Renewable Energy) Production Tax Credit

REC: Renewable Energy Credit

RES: Renewable Energy Sources

RESCOOP: Renewable Energy Sources Cooperative

RPG: Renewable Portfolio Goal

RPS: Renewable Portfolio Standard

RR&P: Rules, Regulations and Policies

RUS: Rural Utilities Service (Estados Unidos)

SEC: Sustainable Energy Communities

SPE: Special Purpose Entity

SPV: Special Purpose Vehicle

UNEF: Unión Española Fotovoltaica

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Generación energética distribuida.....	20
Figura 1.2. Esquema de generación eléctrica centralizada.....	20
Figura 1.3. Esquema de generación eléctrica distribuida.....	22
Figura 3.1. Evolución de la dependencia energética en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido.....	48
Figura 3.2. Porcentaje de energías renovables en el consumo final en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido.....	48
Figura 3.3. Porcentaje de energías renovables en el consumo de calefacción y refrigeración en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido.....	49
Figura 3.4. Porcentaje de energías renovables en el consumo de electricidad en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido.....	49
Figura 4.1. Evolución del porcentaje de RES en el consumo de energía primaria en EEUU.....	55
Figura 4.2. Evolución del porcentaje de RES y otras fuentes en la producción de energía eléctrica en EEUU.....	56
Figura 4.3. Evolución de la potencia instalada para generación de electricidad renovable en EEUU.....	56
Figura 4.4. Energía eólica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada.....	57
Figura 4.5. Energía solar para producción de electricidad en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada.....	57
Figura 4.6. Energía hidroeléctrica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada.....	58
Figura 4.7. Energía geotérmica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada.....	58
Figura 4.8. Biomasa para producción de electricidad. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada.....	59
Figura 4.9. Ranking de estados con mayor potencia instalada para producción de electricidad renovable en 2013 (según la tecnología).....	59
Figura 4.10. Ranking de estados con mayor potencia instalada para producción de electricidad renovable en 2013 (en total, con todas las tecnologías).....	60
Figura 4.11. Estados en los que se aplican RPS u objetivos voluntarios.....	65
Figura 4.12. Estados con RPS en los que existen disposiciones "carve out".....	68
Figura 4.13. Esquema de suministro eléctrico con net metering.....	69
Figura 4.14. Estados en los que se aplica la modalidad de suministro net metering.....	69

Figura 4.15. Compensación del exceso de energía en los estados con net metering.....	70
Figura 4.16. Impacto histórico del PTC en la potencia eólica instalada	77
Figura 4.17. Evolución de la capacidad añadida anualmente de energías renovables ...	85
Figura 4.18. Evolución de la capacidad acumulada de energías renovables	85
Figura 4.19. Mapa interactivo de energías renovables en cooperativas eléctricas	86
Figura 4.20. Cooperativas eléctricas con una instalación de energía solar en marcha o en proyecto	87
Figura 4.21. Cooperativas eléctricas con alguna AMI o AMR	89
Figura 4.22. Evolución de la potencia instalada en proyectos eólicos CWP.....	91
Figura 4.23. Evolución de la potencia añadida anualmente por tipo de productor	91
Figura 5.1. Evolución del porcentaje de renovables en el consumo energético en Alemania.....	114
Figura 5.2. Energía eólica en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada	114
Figura 5.3. Energía solar fotovoltaica en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada	115
Figura 5.4. Biomasa-biogás (electricidad) en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada	115
Figura 5.5. Evolución del recargo EEG desde el año 2000 hasta 2015.....	119
Figura 5.6. Distribución de la propiedad de la capacidad de generación de electricidad renovable	121
Figura 5.7. Distribución de la propiedad de la capacidad de generación de electricidad renovable en manos de ciudadanos	121
Figura 5.8. Porcentajes de la capacidad de generación eléctrica solar, eólica y biomasa en manos de ciudadanos	122
Figura 5.9. Esquema de la estructura GmbH & Co KG	125
Figura 5.10. Evolución del número de cooperativas en Alemania.....	126
Figura 5.11. Cooperativas de producción energética diferenciadas por recursos utilizados (abril 2014).....	128
Figura 5.12. Equity ratio de las cooperativas de producción energética alemana en el período 2010-2012.....	129
Figura 5.13. Distribución de la propiedad de la capacidad eólica instalada en Alemania en 2010	134
Figura 5.14. Creación de valor añadido local	135
Figura 5.15. Esquema de la planta bioenergética de Jühnde	140

Figura 5.16. Distribución de la capacidad fotovoltaica instalada en las cooperativas alemanas	142
Figura 6.1. Evolución del porcentaje de renovables en el consumo energético en España	147
Figura 6.2. Evolución de la potencia instalada en Régimen Especial en España.....	151
Figura 6.3. Evolución de la potencia eólica instalada en España.....	151
Figura 6.4. Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica en España.....	152
Figura 6.5. Ejemplo de generación de déficit de tarifa (M€)	153
Figura 7.1. Resultados de estudio sobre la aceptación pública de las energías renovables en Alemania.....	181
Figura 7.2. Distribución del consumo en el sector edificios	185

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Cooperativas de referencia para el proyecto RESCOOP	39
Tabla 2.2. Proyectos y comunidades CONCERTO.....	44
Tabla 4.1. Estados en los que se aplican Performance-Based Incentives (PBIs), RPS u objetivos voluntarios, Net Metering y MGPO.....	64
Tabla 4.2. Programas FIT a nivel de estado en EEUU	74
Tabla 4.3. Programas FIT a nivel de utility en EEUU	75
Tabla 4.4. Calendario de depreciación acelerada según MACRS.....	80
Tabla 4.5. Comparativa entre cooperativas eléctricas, IOUs y POUs. Datos de 2013...	83
Tabla 5.1. Distribución de las cooperativas energéticas alemanas por regiones en 2013	126
Tabla 5.2. Áreas de actividad de las cooperativas energéticas alemanas (abril 2014).	127
Tabla 5.3. Distribución de edad de los socios de las cooperativas energéticas alemanas	129
Tabla 5.4. Distribución de los ingresos mensuales de los socios de las cooperativas energéticas alemanas	130
Tabla 5.5. Razones por las que las cooperativas son percibidas como estructuras democráticas por sus socios.....	130
Tabla 5.6. Opiniones sobre diversas cuestiones tras unirse a una cooperativa energética	131
Tabla 6.1. Evolución del coste del régimen especial en el sistema eléctrico	152
Tabla 6.2. Evolución de los precios de la electricidad para consumidores domésticos (€/kWh).....	153
Tabla 6.3. Evolución de los precios de la electricidad para consumidores industriales (€/kWh).....	153

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN

España cuenta con un alto potencial de producción energética con energías renovables. El uso de estas energías posibilita el avance hacia formas de energía más distribuidas, contribuye a la reducción de las emisiones contaminantes y de la dependencia energética, así como al aumento del nivel de empleo y al desarrollo rural.

El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020 (MIET, 2010), se fundamenta en una serie de objetivos generales para las fuentes de energías renovables. Algunos de estos objetivos son:

- 20% de energías renovables sobre el consumo final bruto de energía en 2020.
- 10% de fuentes de energía renovables en el transporte.
- Establecimiento de medidas de acción positiva y de supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las energías renovables.
- Mejora y adaptación del marco para el desarrollo de instalaciones de generación de electricidad a partir de fuentes renovables.
- Impulso a la I+D+i.

Para dar cumplimiento a todos estos objetivos y obligaciones, hay que tener en cuenta la naturaleza distribuida de las fuentes renovables, lo que sugiere que la generación renovable debe ser distribuida, de forma que la producción se localice cerca de las zonas de demanda. Esto hace necesario un mayor grado de descentralización del sistema de producción actual.

1.1. La generación distribuida

Un sistema de generación energética distribuida estaría constituido por múltiples unidades locales de producción (Clústers Energéticos Descentralizados) distribuidas por todo el territorio nacional, en contraste con el sistema de producción actual, caracterizado fundamentalmente por:

- Alto grado de centralización
- Elevada dependencia energética del exterior (en torno al 70%), debida a la escasa presencia de yacimientos de combustible fósil.



Figura 1.1. Generación energética distribuida

Fuente: elaboración propia

1.1.1. Integración de las energías renovables en el sistema eléctrico

El sistema eléctrico actual presenta una configuración centralizada (figura 1.2), ya que está diseñado para transportar la electricidad procedente de pocos puntos de generación, pero con elevada potencia instalada. La energía generada en las centrales eléctricas es transportada hasta los puntos de consumo mediante las redes de transporte y distribución de electricidad. Las pérdidas por transporte y distribución suponen actualmente alrededor del 10% de la demanda en barras de central.

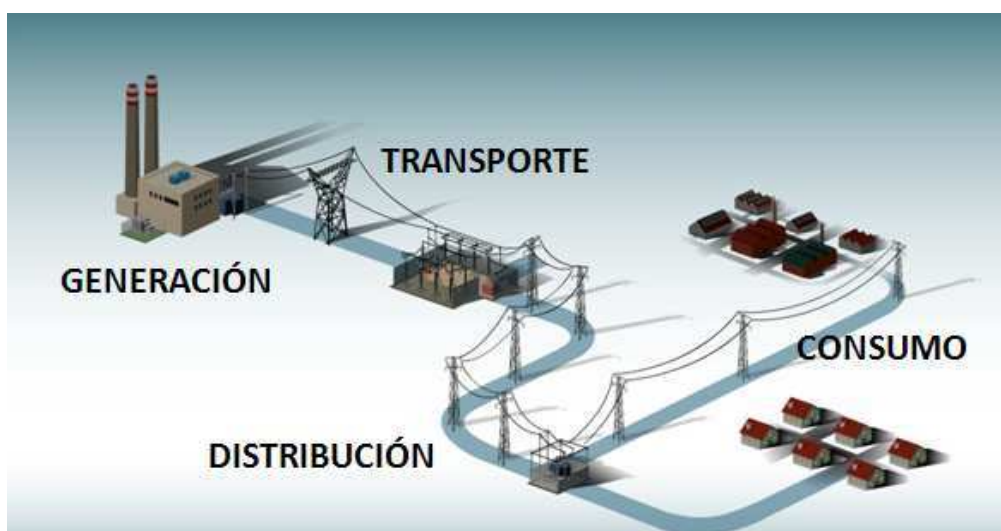


Figura 1.2. Esquema de generación eléctrica centralizada.

Fuente: Observatorio Industrial del sector de Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, 2011

Un sistema de generación eléctrica distribuida estaría constituido por múltiples clústers interconectados entre sí y con la red nacional, adaptando la oferta y la demanda mediante redes inteligentes (“smart grids”).

La generación eléctrica distribuida presenta múltiples ventajas frente al modelo centralizado tradicional, entre las que destacan (MIET, 2011; Lloveras, 2001):

- Disminución de las pérdidas de energía en el transporte y la distribución, al producir la energía cerca del lugar de consumo.
- La descentralización supone la propagación de las infraestructuras eléctricas hacia ciertas zonas, así como el refuerzo de líneas existentes en otros territorios, lo que redundaría en una red mucho más fiable y mallada.
- Posibilidad de ofrecer mayor garantía de suministro, debido a la baja probabilidad de fallo de varios generadores pequeños a la vez. Estos generadores estarían interconectados, formando una microrred de forma que cuando uno falle el resto puedan compartir la carga.
- Muy adecuada para el fomento de proyectos de cogeneración, debido a la proximidad de la zona de consumo de energía térmica con el lugar de producción de calor residual que de otra forma se disiparía al ambiente. Con ello se consigue un considerable aumento de la eficiencia energética.
- Diversificación de los recursos e incremento del grado de autoabastecimiento, disminuyendo la dependencia de suministros externos y los efectos de las variaciones de precios de los combustibles fósiles.
- La modularidad y menor tamaño de las instalaciones de generación distribuida, permiten añadir capacidad de generación con menos riesgo. Pueden ser ejecutadas en menor tiempo y adaptarse a los cambios de demanda de forma más eficiente.
- La generación eléctrica distribuida proporcionaría una infraestructura adecuada para la generalización del uso de vehículos eléctricos, ya que permitiría explotar la capacidad de almacenamiento de energía de estos vehículos.

En la figura 1.3 se muestra un esquema de generación eléctrica distribuida.

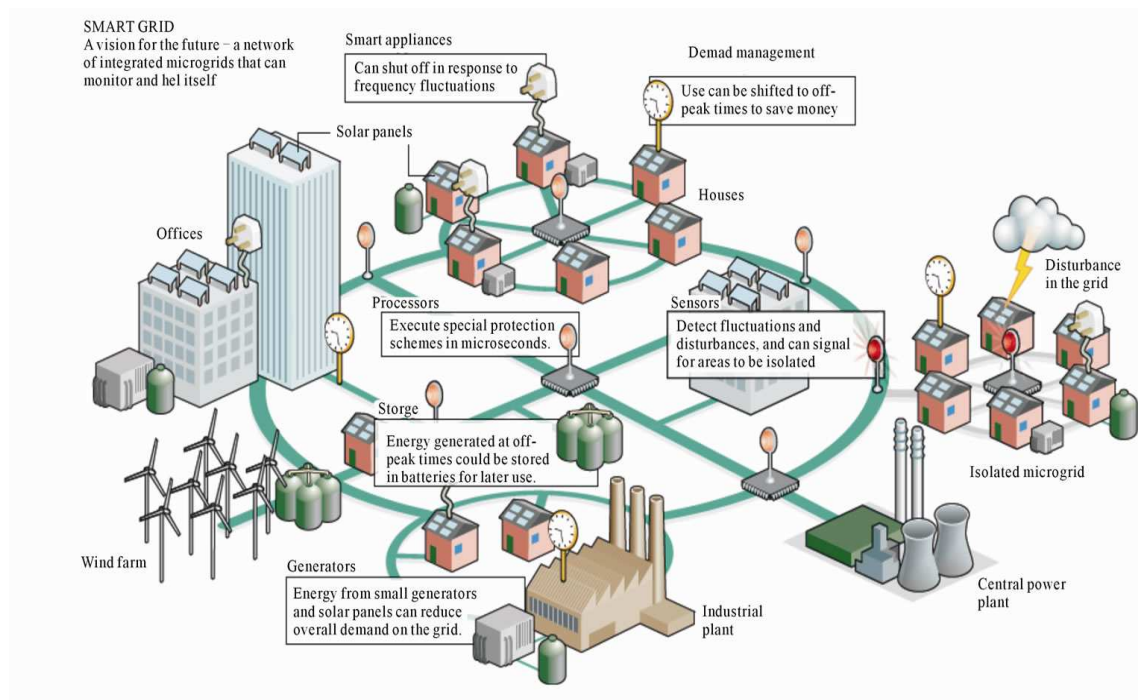


Figura 1.3. Esquema de generación eléctrica distribuida

Fuente: Smart Grid Technology, 2011

La transición del sistema de producción centralizado actual hacia un sistema de generación distribuida, requiere un proceso de adaptación a nivel de infraestructuras, legislación, sistemas de gestión de demanda y mercado.

El futuro de las infraestructuras eléctricas se encuentra en las redes inteligentes de transporte y distribución (smart grids), apoyadas éstas en las tecnologías de la información, un elemento de gran importancia para conseguir una gestión activa de la demanda.

Esta gestión, junto con la utilización de técnicas de almacenamiento, permitirá adecuar las curvas de oferta y demanda, con la consiguiente reducción de gastos estructurales necesarios para cubrir la demanda punta y del riesgo de vertido de energías renovables en horas valle (MIET, 2011).

1.2. Comunidades energéticas sostenibles

Dentro de un sistema de producción energética descentralizada, las comunidades energéticas sostenibles productoras de energía constituyen un caso particular de unidades locales de producción, en las que la instalación de generación es, al menos en parte, propiedad de varios titulares.

Las comunidades energéticas sostenibles (CES) son organizaciones cuyos miembros se implican fuertemente en la planificación e implementación de medidas dirigidas al uso racional de la energía y la implantación de energías renovables en la producción, consumo y/o comercialización de energía eléctrica, térmica (p.e.: calefacción/refrigeración), mecánica (p.e.: para bombeo) o combustible (p.e.: biogás para uso en vehículos o para su introducción en redes de distribución de gas).

Es deseable que además de medidas relacionadas con el uso de la energía, se establezcan otras dirigidas al uso racional del agua y otros recursos locales, como por ejemplo, reciclaje y revalorización de residuos.

Las CES adoptan diversas formas jurídicas, modelos de negocio y financiación en función de varios factores: contexto normativo, fuentes renovables utilizadas, ubicación geográfica, grado de propiedad y/o implicación de la población local, etc.

Las CES fomentan el ahorro energético y mejoran el conocimiento y la aceptación públicos de las energías renovables, contribuyen al desarrollo de la generación distribuida, a la reducción de la dependencia energética y al cumplimiento de objetivos energéticos y medioambientales.

Por este motivo, varios gobiernos y organismos a nivel de la Unión Europea (Comisión Europea a través del programa Intelligent Energy Europe) y Norteamérica (U.S. Department of Energy, Natural Resources Canada) promueven el desarrollo de comunidades energéticas sostenibles, como estrategia para el cumplimiento de los objetivos de cuota de energías renovables en el consumo energético, eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂.

Para el fomento de CES se ponen en marcha programas como Renewable Energy Sources COOPERative (REScoop) en la UE, Community Renewable Energy Deployment (CommRE) en USA o Integrated Community Energy Solutions (ICES) en Canadá.

A partir de las actuaciones de fomento, han surgido casos de comunidades energéticas que funcionan bien y resultan rentables, reportando múltiples beneficios a sus miembros a nivel económico, social y medioambiental.

Existen además grupos de investigación en universidades (p.e.: Lancaster, California, Regina) que estudian este tipo de organización: contexto en el que se desarrollan,

percepción y nivel de participación de sus miembros, criterios de selección de tecnologías a implantar, modelos matemáticos de planificación y gestión, etc.

Entre los países en los que más CES han proliferado, destacan Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Dinamarca y Alemania (Viardot, 2013).

Por el contrario, en algunos países de la UE (entre ellos, España), la creación y desarrollo de CES está siendo mucho más lenta y la investigación sobre las mismas más escasa, por lo que existe muy poca documentación sobre CES en estos países.

Hasta 2012, en España se daban varias circunstancias propicias para el desarrollo de la generación distribuida y las CES: abundancia de recursos renovables, normativas que facilitaban la financiación de la electricidad renovable mediante unos incentivos muy favorables, programas de fomento de redes de district heating/cooling con fuentes de producción renovables, propuestas incluidas en el PANER 2011-2020 (MIET, 2010) que se dirigían hacia la integración de las renovables en el sistema eléctrico, desarrollo de smart grids e integración de biogás en redes de gas natural.

El porcentaje de renovables en el consumo de energía final pasó del 8,3% en 2004 al 15,4% en 2013. Gracias a los incentivos para el fomento de la electricidad renovable existentes hasta 2012, España es uno de los países europeos donde mayor crecimiento ha experimentado la producción eléctrica renovable. Como datos relevantes, cabe destacar (Eurostat, 2015; Red Eléctrica de España, 2015):

- El porcentaje de renovables en el consumo eléctrico se ha incrementado notablemente (del 19% en 2004 al 42,2% en 2013 y 42,8% en 2014), superando el objetivo obligatorio del 39% establecido para 2020 en la Directiva 2009/28/CE.
- La potencia instalada para producción de electricidad renovable ha crecido significativamente, especialmente la eólica (de 1.830 MW en 2000 a 22.970 MW en 2014) y la fotovoltaica (de 1,71 MW en 2000 a 1.672 MW en 2014).
- En 2014, España ocupaba el segundo lugar de Europa en potencia eólica instalada y el cuarto lugar en el mundo, por detrás de China, Estados Unidos y Alemania (WWEA, 2014).

En España, estos incrementos en el uso de energías renovables, no han ido acompañados de un aumento del número de CES. Apenas existen organizaciones que se puedan considerar CES propietarias de las instalaciones productoras, sino que éstas

suelen ser propiedad de grandes corporaciones empresariales o de pequeños inversores independientes (DBK, 2014).

Por el contrario, en otros países como Alemania, Dinamarca o EEUU, las CES han contribuido en gran medida al desarrollo de las renovables.

Por otra parte, desde 2012, en España los incentivos a la electricidad renovable y la cogeneración, se han reducido drásticamente, provocando incertidumbre, paralización de inversiones e incluso paradas de plantas existentes, ya que se han establecido recortes con carácter retroactivo.

Este cambio en los incentivos, junto a la gran crisis económica que atraviesa España desde hace casi una década, dificulta en gran medida la implantación de nuevas instalaciones. Si cuando los incentivos a la electricidad renovable eran muy favorables apenas han surgido CES, actualmente será aún más difícil que proliferen CES productoras de electricidad renovable.

Por esta razón, en esta tesis se analizarán oportunidades para las CES en otras actividades.

1.3. Objetivos

En la presente tesis se abordarán las siguientes cuestiones:

- ¿Cuál es el grado de crecimiento y desarrollo de CES en España actualmente en comparación con otros países?
- ¿Cuáles son las oportunidades y barreras para las CES en España?
- ¿Qué estrategias se podrían proponer para aprovechar las oportunidades y superar las barreras?

Se estudiarán los modelos de propiedad más frecuentes en las instalaciones renovables en España y se identificarán las circunstancias favorables al desarrollo de CES (oportunidades), así como las barreras que lo dificultan. Se propondrán posibles actuaciones para paliar estas dificultades y acelerar el desarrollo de CES.

Para facilitar el análisis y propuesta de soluciones, se tomarán como referencia dos países con gran desarrollo de CES y se establecerán comparaciones entre España y estos dos países. Los países de referencia serán Estados Unidos y un país de la Unión Europea: Alemania.

Entre los tres países de la UE con mayor desarrollo de CES (Alemania, Dinamarca y Reino Unido), como país de referencia se ha elegido Alemania por ser el que presenta mayor similitud con España en extensión territorial, dependencia energética y evolución de la cuota de renovables en el consumo energético en la última década. Además, hasta hace poco, tenían sistemas parecidos de retribución a la electricidad renovable, gracias a los cuales, la cuota de renovables en el consumo de electricidad ha experimentado un fuerte incremento en ambos países.

Sin embargo, pese a estas similitudes, existe una gran diferencia en el desarrollo de CES. En Alemania, las CES han contribuido en gran medida al incremento en la cuota de renovables en el consumo. En 2013 había 888 CES en la forma legal de cooperativa (Renewable Energies Agency, 2014), la mayoría productoras de energía a partir de solar fotovoltaica o biomasa (Boontje, P., 2013). Además, desde principios de los años 90 han surgido numerosos Citizen Wind Parks (Bürgerwindparks) con la forma legal de GmbH & Co. KG.

Por otra parte, pese a las grandes diferencias que existen entre España y EEUU, entre otras muchas cosas, en extensión geográfica y normativa de apoyo a las renovables, se ha elegido también EEUU como referencia porque es un país con gran desarrollo de CES, pese a no tener unos incentivos para la electricidad renovable tan favorables como los que tiene Alemania y los que tuvo España hasta 2012. Aun así, en EEUU se han ideado modelos de financiación para CES adaptados a esta circunstancia.

En el presente documento se identificarán las posibles causas de esta gran diferencia en el número de CES entre España, EEUU y Alemania. Se propondrán estrategias para fomentar el desarrollo de CES en España, fijándonos en los dos países de referencia y teniendo en cuenta el contexto energético español.

1.4. Contenido de la tesis

La tesis se estructura de la siguiente forma:

En el **Capítulo 2**, se definen las CES y se muestra un resumen de la literatura existente sobre las mismas. Se analizan las ventajas económicas, sociales y medioambientales que proporcionan estas organizaciones, así como tres iniciativas para su fomento en Europa.

En el **Capítulo 3** se describe la metodología utilizada en el análisis de la situación de España y los dos países de referencia.

En el **Capítulo 4** se describe el estado del arte de las energías renovables y las CES en EEUU. Se analiza la evolución de las energías renovables, el marco legal para el fomento de las renovables, haciendo especial hincapié en la regulación que más afecta al desarrollo de CES. Se describen las características y modelos de financiación de tres tipos de CES en EEUU: Cooperativas eléctricas sostenibles, CES productoras de energía eólica y CES productoras de solar fotovoltaica. Se mostrarán algunos casos de estudio reales.

En el **Capítulo 5** se describe el estado del arte de las energías renovables y las CES en Alemania. Se analiza la evolución de las energías renovables, el marco legal para el fomento de las renovables, destacando el papel fundamental que han tenido en el desarrollo de la electricidad renovable los incentivos Feed-in Tariff (FIT) y el Renewable Energy Act (EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Se describen las estructuras jurídicas más frecuentes en Alemania para CES (cooperativas y GmbH & Co. KG), la distribución de cooperativas energéticas alemanas por estados federales, actividades a las que se dedican, perfil y motivación de sus socios, así como tres tipos de CES en Alemania: CES productoras de energía eólica (Bürgerwindparks), pueblos bioenergéticos (Bioenergiedorfs) y CES productoras de solar fotovoltaica.

En el **Capítulo 6** se describe la evolución de las energías renovables en España y la evolución de la normativa relacionada con el fomento de la electricidad renovable, desde la liberalización del Sector Eléctrico con la ley 54/1997 hasta la reciente Reforma Energética.

Se destaca la escasez de CES, ya hay muy pocas organizaciones en España que puedan ser consideradas CES:

- Cooperativas eléctricas que venden a sus socios electricidad “verde”, generalmente producida por terceros. Actualmente existen solamente cuatro.
- Cooperativas agroalimentarias que implantan energías renovables y/o medidas de eficiencia energética en sus procesos (por ejemplo, cogeneración a gas natural). Aunque su actividad principal no sea la producción energética renovable, ni en la mayoría de los casos convertirse en CES sea un objetivo primordial, pueden ser consideradas CES por tratarse de cooperativas que implantan energías renovables o medidas de ahorro energético en sus procesos.

Por último, se describen los modelos de propiedad más frecuentes de plantas de generación de electricidad renovable en España.

En el **Capítulo 7** se hace una comparación entre España y los dos países de referencia, en términos de evolución de las renovables, normativa de fomento de la electricidad renovable y desarrollo de CES. Se enumeran los factores que han podido contribuir a la proliferación de CES en Alemania y EEUU, así como las barreras existentes para la creación y el desarrollo de CES en España.

Por último, teniendo en cuenta los antecedentes y el escenario normativo actual en España, se sugieren una serie de actividades del sector energético en las que podrían surgir CES: oportunidades para las CES en España.

En el **Capítulo 8** se exponen varias conclusiones y futuras líneas de trabajo.

En el **Anexo 1** se muestra un listado de un tipo particular de CES estadounidenses: CES productoras de energía solar fotovoltaica promovidas por empresas de suministro eléctrico.

En el **Anexo 2** se muestra un listado de publicaciones realizadas a lo largo de la tesis.

CAPÍTULO 2. LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES

2.1. Concepto de Comunidad Energética Sostenible

Se definen las Comunidades Energéticas Sostenibles (CES) como organizaciones que implementan un conjunto de medidas de política energética sostenible en los campos de energías renovables (RES) y eficiencia energética, con una fuerte implicación de la población local en los procesos de planificación e implementación. Estas medidas pueden ser implementadas en varios sectores (p.e.: transporte, industria, edificación, agricultura, etc.) (EREC, 2004).

Estas comunidades (parques de negocios, polígonos industriales, zonas rurales, pequeñas poblaciones, etc.) se organizan para gestionar su propia energía, optimizando su consumo, generándola con la máxima eficiencia y aprovechando los recursos locales de que disponen (energía solar, biomasa, eólica,...). De esta forma, aumentan su autonomía y disminuyen la dependencia de suministros externos (Romero-Rubio, C. et al., 2012).

La estrategia responde al concepto de desarrollo sostenible de **pensar globalmente y actuar localmente**.

En el concepto de CES se incluyen dos aspectos importantes:

- La dimensión relativa a la gestión y explotación de las fuentes energéticas. El uso de renovables está muy ligado al uso racional de la energía, ya que los objetivos de desarrollo energético sostenible sólo se completará si las dos áreas (renovables y uso racional de la energía) son explotadas.
- La naturaleza horizontal de la energía afecta a todas las dimensiones del desarrollo sostenible:
 - Dimensión social
 - Dimensión medioambiental
 - Dimensión económica
 - Dimensión de innovación tecnológica
 - Dimensión sectorial
 - Dimensión de formación y preparación.
 - Dimensión educativa e informativa.

○ Dimensión política

Las comunidades energéticas adoptan diversas formas jurídicas, modelos de negocio y financiación en función de varios factores, entre los que destacamos:

- contexto normativo,
- mix de actividades a desarrollar (producción, suministro, distribución, mejoras de eficiencia energética,...) y destinatarios de las mismas (miembros de la comunidad y/o terceros)
- tecnologías renovables utilizadas,
- ubicación geográfica,
- número de usuarios,
- grado de propiedad y/o implicación de la población local,
- extensión y uso del territorio que abarcan: regiones, ciudades y municipios, islas, zonas rurales, zonas industriales, etc.

Por ser un fenómeno relativamente nuevo, en muchos países aún se encuentran algunas dificultades en el desarrollo de CES:

- Falta de apoyo político
- Estructura y recursos deficientes
- Falta de know-how y experiencia
- Limitaciones económicas (pocos subsidios y deficiencias en términos de reinversión de ahorros en medidas de eficiencia energética y energías renovables).

2.2. Literatura y estudios existentes

En la última década se han publicado numerosos estudios sobre CES, en los que se analizan aspectos tales como:

- Percepción y nivel de participación de sus miembros: Rogers et al. (2008) explora la respuesta de una comunidad rural británica a la propuesta de un proyecto de energía sostenible; Walker (2008) revisa la experiencia hasta 2008 en el Reino Unido, así como los incentivos y las barreras para un desarrollo actual y futuro; Walker et al. (2008) analiza las dimensiones del concepto “community renewables”.

- Políticas de los gobiernos e iniciativas de otras organizaciones para el fomento de comunidades energéticas en el Reino Unido (Walker et al., 2010; Walker et al., 2007) o Estados Unidos (Pollin, 2012; Berry, 2013)
- Tecnologías renovables, formas jurídicas, modelos de negocio y de financiación más frecuentes para las CES en Alemania: Yildiz (2014), Yildiz et al. (2014), Debor (2014), Yildiz et al. (2015)
- Métodos de planificación y gestión:
 - Uso de herramientas de toma de decisión multicriterio: Nigim, (2004), Sung-Ling, et al. (2011) y Trutnevite et al. (2011)
 - Modelos matemáticos para la gestión de energías renovables a escala de CES: Cai et al. (2009a, 2009b)
- Casos de estudio en Canadá (St. Denis, 2009) o Estados Unidos (Van Hoesen et al., 2010).

2.3. Beneficios de las CES

Las CES reportan beneficios a nivel socio-económico y medioambiental (EREC, 2004):

- A nivel medioambiental: las energías renovables y la eficiencia energética implican “tecnologías limpias”, es decir, tecnologías que generan calor y/o electricidad o propulsan vehículos sin usar combustibles fósiles, ofreciendo alternativas seguras, fiables, limpias, locales y cada vez más rentables a nuestras necesidades energéticas, contribuyendo así a reducir las emisiones de gases contaminantes y el impacto negativo del cambio climático.
- A nivel socio-económico:
 - Reducción de costes y de la dependencia energética: con las medidas de eficiencia energética disminuye la demanda energética y con el uso de RES disminuye la demanda de combustibles fósiles, lo que resulta en una reducción de la dependencia energética y del coste de suministro energético para la comunidad.
 - Creación de empleo: se estimula el desarrollo de negocios locales y se pueden crear nuevos puestos de trabajo.

- Valor añadido a nivel local, ya que las CES ofrecen la posibilidad de promover inversiones y desarrollos en la comunidad.
- Regeneración social y mejora de las condiciones de vida en zonas rurales y urbanas.
- Cohesión social

2.4. Fases en el desarrollo de una CES

Hay diferentes formas de desarrollar una estrategia energética sostenible local. EREC (European Renewable Energy Council) ha elaborado una guía en la que distingue ocho fases (EREC, 2004):

Fase 1: Definir objetivos y alcance

- Definir objetivos y propósitos
- Identificar prioridades
- Definir el alcance de la estrategia de energía sostenible

Fase 2: Crear un equipo de trabajo

- Decidir la estructura organizacional para desarrollar la Estrategia Energética
- Designar al principal coordinador
- Asegurar la implicación local

Fase 3: Evaluar la situación energética actual

- Identificar datos requeridos y evaluar el potencial técnico de renovables y eficiencia energética
- Identificar a las personas que recabarán datos

Fase 4: Desarrollar una “visión energética”

- Asegurarse de que los actores locales están implicados
- Asegurarse de que la “visión energética” refleja las ideas y prioridades de la comunidad

Fase 5: Preparar un catálogo de medidas para alcanzar los objetivos

- Medidas fiscales y legislación

- Información y aumento de la concienciación
- Capacitación profesional
- Financiación

Fase 6: Desarrollar el Plan de Acción

- Trasladar objetivos, prioridades y el potencial técnico a un un plan de acción.

Fase 7: Implementación

Fase 8: Evaluación

2.5. Fomento de CES en Europa

En la Unión Europea y Norteamérica, varios gobiernos y organismos han lanzado programas para acelerar el crecimiento y desarrollo de CES que contribuyan a reducir la dependencia energética y a alcanzar objetivos de eficiencia energética, cuota de renovables y reducción de emisiones de CO₂.

En este apartado se describe el caso de la Unión Europea y se incluyen tres ejemplos de iniciativas impulsadas por la Comisión Europea.

2.5.1. Marco legal para el fomento de renovables y eficiencia energética

El marco legal energético, especialmente el que afecta al crecimiento de RES en la UE, ha cambiado varias veces en los últimos años. Algunas de las Directivas más relevantes son:

Directiva Europea 96/92/EC-Normas Comunes para el mercado interior de la electricidad (European Parliament, 1996)

Esta directiva tenía como objetivo abrir el mercado eléctrico a la competitividad, dando un nuevo marco para la producción, suministro y distribución de cada energía a escala nacional. Esto permitió la entrada de nuevos agentes en el mercado energético en países donde se daba una alta concentración de actividad en unos pocos stakeholders o un sistema monopolístico.

También se pretendía permitir un acceso más igualitario a las redes de distribución y transporte y dar más opciones de elección de suministradores a los consumidores con tarifas transparentes.

La Directiva 96/92/EC fue reemplazada por la Directiva 2003/54/EC y ésta, por la Directiva 2009/72/EC.

Directiva 2001/77/EC, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad (European Parliament, 2001)

Esta directiva establecía objetivos (indicativos, no vinculantes) nacionales en el porcentaje de electricidad producida mediante RES, de forma que en 2010, el porcentaje de la electricidad producida en la UE alcanzase el 22%. La mayoría de los Estados Miembros de la UE no consiguieron alcanzar sus objetivos indicativos para 2010.

Directiva 2009/28/EC, relativa a al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/EC y 2003/30/EC (European Parliament, 2009).

Fija como objetivos generales una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el transporte.

Para ello, establece objetivos nacionales obligatorios para cada uno de los estados miembros en el año 2020 y una trayectoria mínima indicativa hasta ese año. Los objetivos para 2020 se han dividido en varios objetivos provisionales (bianuales).

Estos objetivos han sido confirmados y planificados a nivel nacional por todos los Estados miembros mediante Renewable Energy Action Plans (NREAP), que han sido utilizados también para comparar el actual crecimiento de la energía producida con RES con los objetivos para 2020.

Directiva 2012/27/UE, relativa a la Eficiencia Energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE (European Parliament, 2012).

Establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión, a fin de asegurar la consecución del objetivo principal de eficiencia energética de la Unión de un 20 % de ahorro para 2020, y a fin de preparar el camino para mejoras de eficiencia energética más allá de ese año.

Además, establece objetivos nacionales orientativos de eficiencia energética para 2020.

2.5.2. Iniciativas de fomento de CES en la UE

Como se refleja en las sucesivas Directivas Europeas relativas a energías renovables, la UE pretende aumentar la producción energética renovable, a lo que las CES pueden contribuir activamente, favoreciendo un mayor conocimiento y participación de los ciudadanos en la producción, transporte, distribución y suministro de energía.

Por ello, la Comisión Europea ha desarrollado varios programas de fomento de energías renovables y eficiencia energética, que pueden contribuir en mayor o menor medida al desarrollo de CES, así como varias iniciativas dirigidas específicamente a CES. En este apartado, se describirán los programas RESCOOP 20-20-20, CO-POWER y CONCERTO.

2.5.2.1. El programa RESCOOP 20-20-20

Lanzado en 2012 por la Federación de Grupos y Cooperativas de Ciudadanos para las RES y patrocinado por el programa Intelligent Energy Europe de la Comisión Europea, tiene como fin la promoción del modelo de cooperativas de energías renovables (REScoop), como estrategia para cumplir los objetivos de la Directiva 2009/28/EC. La duración del proyecto es de tres años (marzo 2015-marzo 2015).

Una REScoop está formada por un grupo de ciudadanos que cooperan en el campo de las RES, desarrollando nueva producción, vendiendo energía verde o suministrando servicios relacionados con las RES (Renewable Energy Sources Cooperative, 2015).

El proyecto RESCOOP 20-20-20 contribuye a mejorar la aceptación social de la generación con RES. El objetivo global del proyecto es acelerar la creación de cooperativas energéticas en varios estados miembros. Para ello, el proyecto se articula en tres actuaciones específicas:

- Elaboración de un inventario de RESCOOP existentes (actualmente más de 500) y sus proyectos RES. Se puede acceder a través de la página web www.rescoop.eu y servirá para intercambiar experiencias y conocimiento entre RESCOOP.

- Desarrollo y prueba de metodologías basadas en las mejores prácticas para crear nuevas RESCOOP: diferentes modelos de negocio, checklists, plantillas de contrato y esquemas de financiación e inversión.
- Difusión de los esquemas RESCOOP.

Para desarrollar el proyecto se han unido 12 organizaciones procedentes de 7 países europeos (Bélgica, Dinamarca, UK, Francia, Alemania, Italia y Holanda):

- ALIenergy (Escocia)
- Avanzi (Italia)
- Cooperatives Europe
- Ecopower (Bélgica)
- Elabora/Confcooperative (Italia)
- EMES-European Research Network
- Enercoop (Francia)
- Energy4all (UK)
- EWS (Alemania)
- Middelgrunden Offshore Wind Cooperative (Dinamarca)
- ODE-NL (Holanda)
- REScoop.be (Bélgica)
- REScoop.eu (Advisory Committee)

Base del proyecto: 15 casos seleccionados

Para la investigación se toman como base 15 REScoop de referencia, las cuales se desarrollan en contextos diferentes, cada una tiene su historia y sus propias características (número de miembros, fuente renovable, etc.).

En la fase de preparación del plan de trabajo para el proyecto, los socios identificaron cinco criterios de selección (basados en buenas prácticas) para las REScoop de referencia (tabla 3.1). Para obtener conclusiones, se basaron en entrevistas con los líderes de estas 15 REScoop y en literatura existente sobre comunidades energéticas.

En el documento “Best practices Report” (Renewable Energy Sources Cooperative, 2015), se puede encontrar una descripción de cada una de estas 15 REScoop. El proyecto analiza estos ejemplos de buenas prácticas, así como diferentes modelos de negocio y esquemas de financiación. Todo esto se utilizará para fortalecer el modelo

REScoop en Europa. Además, se seleccionarán mentores experimentados para enseñar y apoyar a nuevas REScoop en Europa.

Criterio de selección	Cooperativas de referencia	Nº miembros	País
1. Duración del proceso de autorización	Ecopower CVBA	43.000	Bélgica
	Middelgrunden	2.248	Dinamarca
	Vents d'Houyet	935 (95% children)	Bélgica
2. Implicación de stakeholders y coincidencia de sus intereses con la misión de la REScoop	Kilbraur Co-op (KWEK)	528	UK
	Combrailles Durables	170	Francia
	LochemEnergie	330	Holanda
3. Sostenibilidad técnica y económica de la organización	Som Energia (España)	13.517	España
	Meerwind (Holanda)	1.006	Holanda
	L'association Éoliennes en Pays de Vilaine	89	Francia
4. Esquemas de financiación y participación de los ciudadanos como stakeholders	Torrs Hydro Coop	230	UK
	Energy4All	8 Co-ops and Directors	UK
	Cooperative Electrica Gignod	3.200	Italia
5. Conexión a red y venta de energía	De Eendragt	134	Holanda
	Schonau EWS	2.000	Alemania
	E-Werk-Prad (BZ)	1.148	Italia

Tabla 2.1. Cooperativas de referencia para el proyecto RESCOOP

Fuente: Renewable Energy Sources Cooperative, 2015

Algunas de las conclusiones a las que se ha llegado con este proyecto son:

- A principios de 2015, había más de 2.400 CES en Europa
- Cientos de miles de ciudadanos europeos se unen en CES para invertir en la transición energética:
 - De energía fósil/nuclear hacia RES
 - De producción energética centralizada hacia producción descentralizada, cercana al consumidor final.
 - Del derroche al uso racional de la energía
- Las CES pueden ofrecer diversas oportunidades al mercado energético renovable
- Las REScoop implican a la comunidad en las RES y aceleran proyectos. La comunidad se fortalece, ya que se generan beneficios energéticos, económicos y sociales.
- Se estimulan modelos de negocio alternativos.

- Crecimiento y resiliencia del movimiento CES. La organización de bajo coste, basada en voluntarios, les hace suficientemente resilientes para sobrevivir incluso en sistemas de regulación y apoyo desfavorables.

Por otra parte, cuando hay buena colaboración gobierno-grupos de ciudadanos, las REScoop tienden a proliferar. Desafortunadamente, las grandes compañías eléctricas tienen poderosos lobbies con los que defienden sus consolidados intereses.

- Innovación excelente que debe ser explotada. La combinación de una necesidad especial de los miembros con expertos voluntarios técnicamente competentes, puede crear CES de relativo bajo coste y alto valor innovador. Este potencial se puede explotar aún más si se establece una buena red para compartir conocimiento entre CES nuevas y existentes, universidades y otros agentes del mercado energético.
- Las CES locales son la plataforma ideal para alinear los intereses de los stakeholders.

Grandes compañías están descubriendo el valor de las CES, que traen un nuevo fenómeno al mercado energético, el “prosumidor”, un consumidor responsable de su consumo de energía que también asume la responsabilidad de producir parte de ella.

Las CES y sus miembros prosumidores necesitan acceso a otros servicios suministrados por otros agentes del mercado energético (administración, balance de energía, facturación, smart-grids, etc.). Estos servicios son oportunidades para que las empresas trabajen conjuntamente con las REScoop.

Algunos gigantes energéticos admiten que montar instalaciones de producción RES sin el apoyo local es bastante más complicado y caro. Para cumplir sus objetivos de producción, pueden entrar como socios en CES, como muestran varios casos en Dinamarca.

2.5.2.2. El programa Community Power (CO-POWER)

Este programa, apoyado por Intelligent Energy Europe de la Comisión Europea, tiene como principal objetivo el desarrollo de legislación y financiación a nivel nacional y de la UE para favorecer la creación y desarrollo de proyectos CES, en los que los ciudadanos participen y sean propietarios (Community Power, 2015).

En muchos países de la UE, la legislación no proporciona suficiente apoyo a los modelos de propiedad comunitaria. El programa CO-POWER recopilará casos de

estudio de condiciones legales en varios países de Europa y elaborará recomendaciones adaptadas para España, República Checa, Dinamarca, Hungría, Irlanda, UK y Bélgica.

Se intentará construir fuertes coaliciones públicas en Europa (a nivel nacional y de EU) que permitan a los poderes políticos eliminar barreras de mercado y fomentar el desarrollo de CES.

En los países de Europa Central y del Este, la financiación por adelantado es una barrera muy importante para alcanzar los objetivos porcentaje de RES. Por ello, el programa CO-POWER analizará y promoverá mecanismos de financiación público-privada en seis de estos países: Bulgaria, República Checa, Hungría, Letonia, Polonia y Eslovaquia.

El programa se desarrollará entre 2013 y 2016. Está coordinado por Friends of the Earth Europe y sus socios son:

- Ecopower (Bélgica)
- CEE Bankwatch Network (República Checa)
- Hnutí DUHA-Pratelé Zeme Česká republika (República Checa)
- Den Slevejende Institution Noah (Dinamarca)
- ICLEI European Secretariat GmbH (Alemania)
- Wirtschaft und Infrastruktur GmbH & Co Planungs KG (Alemania)
- Magyar Természettudósok Szövetsége (Hungría)
- Friends of the Earth Ireland Ltd. (Irlanda)
- Amigos de la Tierra España (España)
- ClientEarth (UK)
- Friends of the Earth Scotland (UK)

En el sitio web del programa (www.communitypower.eu/en/) se puede encontrar más información sobre el mismo, así como publicaciones generadas desde su puesta en marcha hasta el momento actual.

2.5.2.3. El programa CONCERTO

CONCERTO es una iniciativa de la Comisión Europea, dentro del Programa Marco de Investigación Europea, que trata de demostrar que la optimización global del sector de la edificación de comunidades es más eficiente y barata que la optimización individual de cada edificio. (DG Energy of the European Commission, 2006).

CONCERTO trata de ayudar a las comunidades a integrar estrategias sostenibles de eficiencia energética en el desarrollo local de alta calidad. El principal objetivo es mejorar el rendimiento y la sostenibilidad de los sistemas energéticos en comunidades nuevas y existentes.

Para alcanzar este objetivo, los proyectos CONCERTO aplicarán medidas de ahorro altamente eficientes, aumentarán significativamente el porcentaje de energías renovables e integrarán el autoabastecimiento de energías renovables y poligeneración en eco-edificios. Incluirán además, gestión inteligente de la demanda, redes locales de distribución, generación distribuida y almacenamiento eficiente de la energía.

Los proyectos CONCERTO producen experiencias de suministro de energía y patrones de demanda, que serán comunicados para el beneficio de otros proyectos CONCERTO y servirán de base para futuras acciones.

En paralelo con la investigación de los aspectos técnicos de las energías renovables, el componente socioeconómico de la investigación analizará las tendencias locales en costes, precios y ahorros de energía, así como impactos sociales, calidad y valor añadido de los servicios energéticos proporcionados.

El fomento del uso de energías renovables obtiene mejores resultados cuando se combina con otras acciones hacia la eficiencia energética. Por tanto, la iniciativa CONCERTO hace énfasis simultáneamente en:

- Incremento significativo del porcentaje de energías renovables
- Reducción de la demanda energética
- Gestión global de la energía

Las comunidades CONCERTO

En la iniciativa CONCERTO participan 58 comunidades pertenecientes a 23 países. Las comunidades se agrupan en 22 proyectos. 6 de estas comunidades energéticas sostenibles (en adelante, CES) son españolas (DG Energy of European Commission, 2008).

En la tabla 3.2 se enumeran los 22 proyectos CONCERTO con sus correspondientes comunidades de demostración y comunidades observadoras. Se han resaltado en rojo las CES españolas.

Proyecto	Consiste en	Zona comunidades demostración	Zona comunidades observadoras
act2	Action of cities to mainstream energy efficient building an renewable energy systems across Europe	Hannover (Alemania)	Koszalin (Polonia)
		Nantes (Francia)	Malmö (Suecia)
			Newcastle (Reino Unido)
class1	To strengthen the energy requirements for a new settlement to be erected in the municipality of Edegal (Denmark)	Stenløse (Edegal, Dinamarca)	Valga Town Government (Estonia)
			Comune di Bologna (Italia)
			Municipality of Begles (Francia)
			Municipality of Odobesti (Rumanía)
Concerto al Piano	Reduction in fossil fuel consumption in an district of Alessandria (Italy)	Alessandria (Italia)	City of Porto (Portugal)
			The cities of Tavira (Portugal)
			The cities of Moura (Portugal)
cRRescendo	Combined Rational and Renewable Energy Strategies in Cities, for Existing and New Dwellings to ensure Optimal quality of life	Almere (Holanda)	Commune de Misterbianco (Italia)
		Milton Keynes (Reino Unido)	Municipality of Sofía (Bulgaria)
		Ajaccio (Francia)	SAN de Sénart (Francia)
		Viladecans (España)	
ECO-City	Demonstrate innovative integrated energy concepts in the supply and demand side	Helsingborg (Suecia)	
		Helsingør (Dinamarca)	
		Tudela (España)	
		Trondheim (Noruega)	
ECO-Life	Demonstrate innovative integrated energy concepts in three communities where urban areas will be transformed into CO2-neutral communities	Birstonas (Lituania)	
		Kortrijk (Bélgica)	
		Høje-Taastrup (Dinamarca)	
ECOSTILER	Energy Efficient Community Stimulation by use and integration of Local Energy Resources	Amsterdam, New West (Holanda)	Venezia (Italia)
		Lambeth (Reino Unido)	Southampton (Reino Unido)
		Mabjerg (Dinamarca)	Southwark, London (Reino Unido)
			Destriak (Eslovenia)
Energy in Minds!	Reduce the use of fossil energy and CO2-emissions in the building sectors by 20-30% in 4 European communities within a 5 year period	Weiz/Gleisdorf (Austria)	Wieselburg (Austria)
		Zlín (Checoslovaquia)	Trier (Alemania)
		Neckarsulm (Dinamarca)	Province of Turin (Italia)
		Falkenberg (Suecia)	Comunita Montana Val Pellice (Italia)
			Provincia di Biella (Italia)
			Värnamo (Suecia)
			City of Gornji Grad (Eslovenia)
GEOCOM	Geothermal Communities: Combining geothermal energy with innovative energy-efficiency measures	Mórahalom (Hungria)	Municipality of Kocani (Rep. Macedonia)
		Galanta (Eslovaquia)	Municipality of Mszczonow (Polonia)
		Montieri (Italia)	Municipality of Oras Sacueni (Rumanía)
			Municipality of Subotica (Rep. Serbia)
Green Solar Cities	Global Renewable Energy and Environmental Neighbourhoods as Solar Cities	Salzburg (Austria)	Ujpest (Hungria)
		Valby (Dinamarca)	Eindhoven (Holanda)
HOLISTIC	Holistic Optimisation Leading to Integration of Sustainable Technologies In Communities	Dundalk (Irlanda)	Aachen (Alemania)
		Neuchâtel (Suiza)	Newry (Irlanda del Norte)
		Mödling (Austria)	Bolzano (Italia)
PIME'S	Communities towards optimal thermal and electrical efficiency of buildings and districts, based on MICROGRIDS	Vitoria-Gasteiz (España)	
		Sandnes (Noruega)	
		Szentendre (Hungria)	
POLYCITY	Energy networks in sustainable cities	Ostfildern (Alemania)	Basel (Suiza)
		Cerdanyola del Vallès (España)	Göppingen (Alemania)
		Turin (Italia)	Konstanz (Alemania)
			Balingen (Alemania)
		

Proyecto	Consiste en	Zona comunidades demostración	Zona comunidades observadoras
Remaining-Lowex	Redevelopment of European mining areas into sustainable communities by integrating supply and demand side based on low exergy principles	Heerlen (Holanda)	Czeladz (Polonia)
		Zagorje (Eslovenia)	Bourgas (Bulgaria)
RENAISSANCE	Renewable Energy Acting in Sustainable and Novel Community Enterprises	Lyon (Francia)	Region of Lombardy (Italia)
		Zaragoza (España)	
SEMS	Sustainable Energy Management Systems	Tulln (Austria)	Elektrenai (Lituania)
		Weilerbach (Alemania)	Gornji Grad (Eslovenia)
		Slubice (Polonia)	Ningnan County (China)
		Redange (Luxemburgo)	
SERVE	Sustainable Energy for the Rural Village Environment	North Tipperary (Irlanda)	Ayuntamiento de El Franco (España)
SESAC	Sustainable Energy Systems in Advanced Cities	Växjö (Suecia)	Kaunas City Municipality (Lituania)
		Delft (Holanda)	Miskolc (Hungría)
		Grenoble (Francia)	Vastseliina Rural Municipality (Estonia)
SOLUTION	Development of a replicable model of energy sustainability by 2015 and thereby the reduction of CO2 emissions as well as the mobilisation of private and public resources for the implementation	Cernier (Suiza)	Preddvor (Eslovenia)
		Hartberg (Austria)	
		Hvar (Croacia)	
SORCER	Stimulating Obtaining Results in Communities in relation to Energy-efficiency and Renewables	Hillerød (Dinamarca)	Urząd Gminy Skoroszyce (Polonia)
			Municipality of Plovdiv (Bulgaria)
			Sibiu, Talmaciu, Timisoara
STACCATO	Sustainable Technologies And Combined Community Approaches Take Off	Amsterdam Noord (Holanda)	Pulawy (Polonia)
		Sofía (Bulgaria)	Nieuwegein (Holanda)
		Óbuda (Hungría)	
TetraEner	Optimal balancing of demand and supply through RES in urban areas	San Sebastián (España)	Frankfurt (Alemania)
		Ginebra (Suiza)	

Tabla 2.2. Proyectos y comunidades CONCERTO

Fuente: Romero-Rubio, C. et al., 2013

CAPÍTULO 3. METODOLOGÍA

Como se ha comentado en el Capítulo 1, el objetivo de la presente tesis es abordar varias cuestiones relativas al desarrollo de CES en España: situación actual, barreras y oportunidades, estrategias para superar las barreras y aprovechar las oportunidades.

Para facilitar este análisis y la propuesta de medidas que aceleren el desarrollo de CES en España, se consideró adecuado analizar el contexto energético y modelos de CES en dos países que presenten un alto grado de desarrollo de CES.

Entre los cinco países con mayor grado de desarrollo de CES a nivel mundial (Estados Unidos, Canadá, Reino Unido, Dinamarca y Alemania), se seleccionaron EEUU y Alemania.

Las razones de la selección de Alemania son:

- Para la comparación se consideró conveniente que al menos uno de los países seleccionados, fuese europeo y presentase un escenario energético lo más similar posible a España, especialmente en lo relativo a la normativa de fomento de renovables.
- Entre los tres países de europeos con mayor grado de desarrollo de CES (Alemania, Dinamarca y Reino Unido), Alemania es el que presenta mayor similitud con España en extensión territorial, así como en nivel y evolución de dependencia energética y grado de cumplimiento de los objetivos de cuota de renovables en el consumo energético establecidos en las Directivas Europeas en la última década (figuras 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4).
- En ambos países la cuota de electricidad renovable en el consumo eléctrico ha crecido de forma muy notable, gracias a normativas de fomento de la electricidad renovable con sistemas de retribución parecidos (hasta hace pocos años) y que son el núcleo central de la política energética de apoyo a RES.

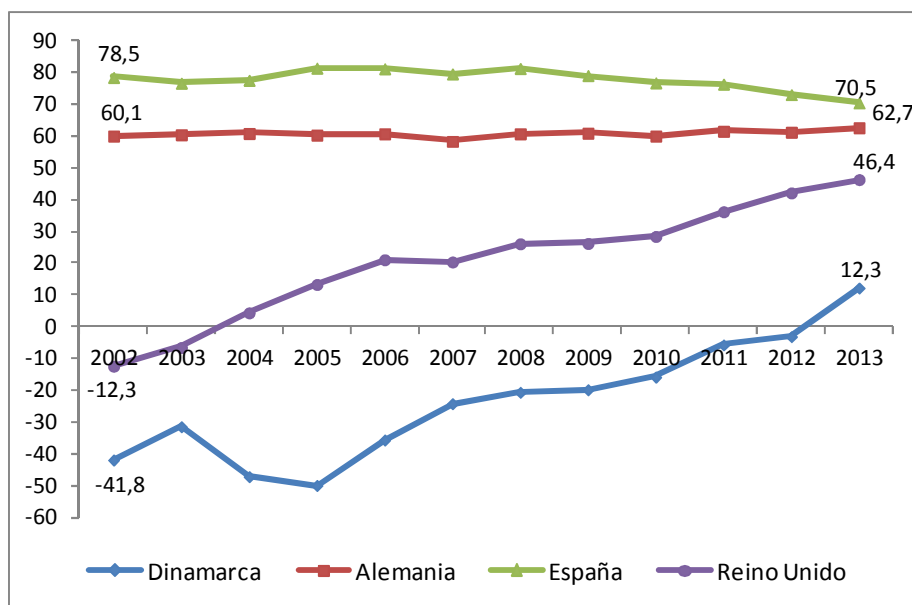


Figura 3.1. Evolución de la dependencia energética en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido

Fuente: Eurostat, 2015

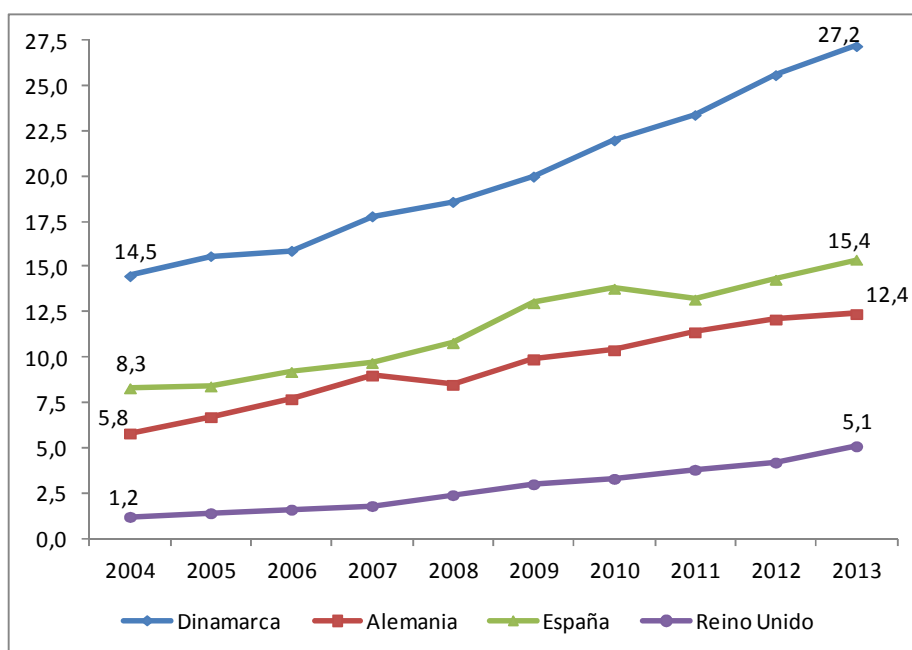


Figura 3.2. Porcentaje de energías renovables en el consumo final en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido

Fuente: Eurostat, 2015

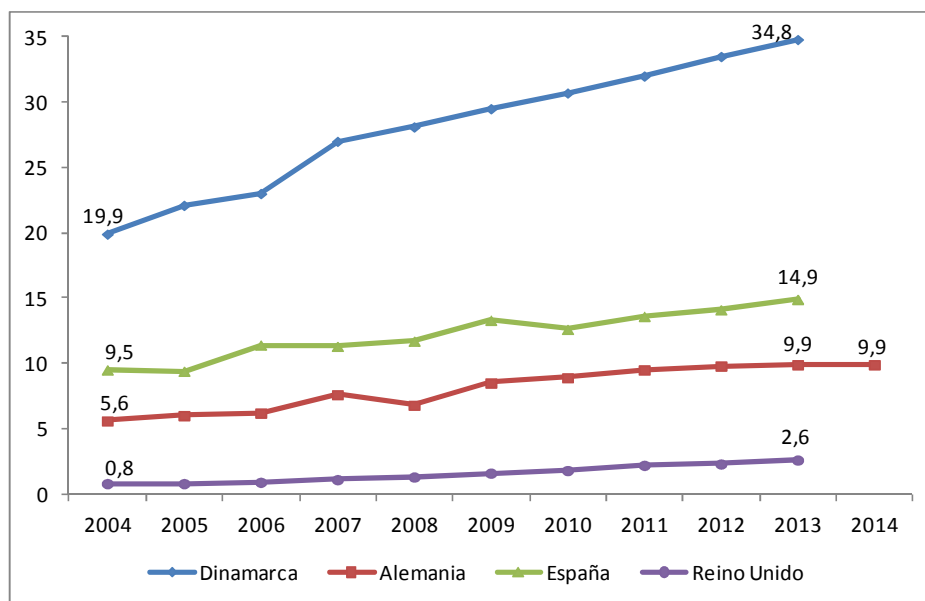


Figura 3.3. Porcentaje de energías renovables en el consumo de calefacción y refrigeración en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido

Fuente: Eurostat, 2015

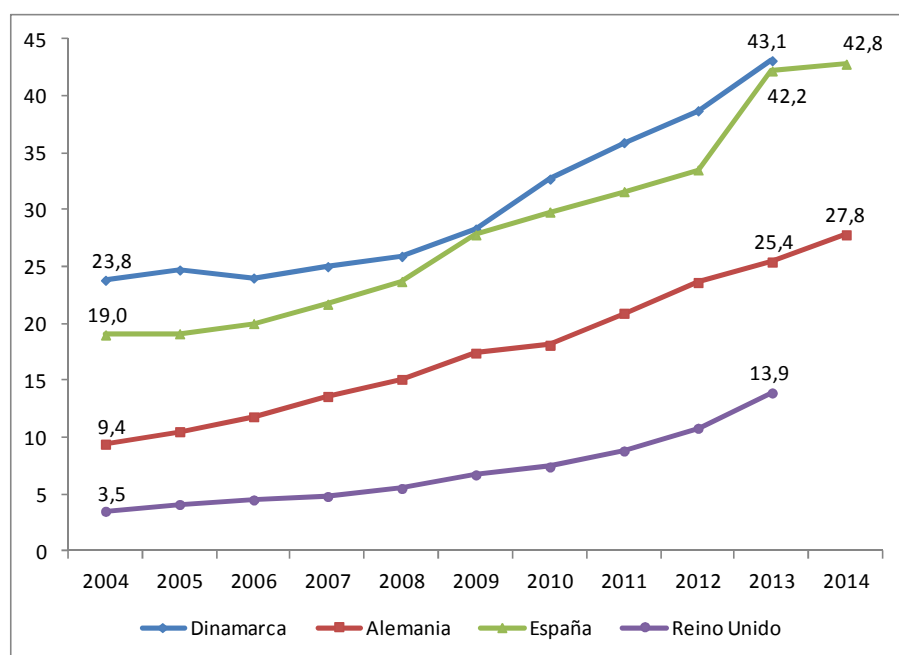


Figura 3.4. Porcentaje de energías renovables en el consumo de electricidad en España, Alemania, Dinamarca y Reino Unido

Fuente: Eurostat, 2015; Red Eléctrica de España, 2015; BMWi, 2015

Por el contrario, la selección de EEUU como país de referencia no se ha debido precisamente a similitud con España en extensión geográfica y marco legal para el fomento de las energías renovables. Más bien se ha seleccionado porque en ese país se han diseñado varios modelos de financiación para CES, adaptados a unos incentivos

para la electricidad renovable bastante menos favorables que los incentivos alemanes y los incentivos existentes en España hasta 2012.

3.1. Estudio del desarrollo de RES y CES en Estados Unidos

Se ha analizado la evolución de las RES y su marco legal de apoyo en EEUU, así como el grado de desarrollo y características de las CES (tecnologías renovables, modelos de financiación más frecuentes, etc.), en base a documentación existente de diversa procedencia:

- Datos estadísticos de diversas fuentes: DOE (Department of Energy) del gobierno de EEUU, EIA (Energy Information Administration), NRECA (National Rural Electric Cooperative Association).
- Base de datos DSIRE (Database of State Incentives for Renewables and Efficiency), en la que se recogen y describen detalladamente todos los incentivos financieros y políticas regulatorias existentes en EEUU para el fomento de energías renovables y eficiencia energética.
- Publicaciones de diversos autores u organismos que analizan la política de apoyo a renovables o modelos de propiedad colectiva de infraestructura energéticas en este país, tales como: Bolinger (2014), Bolinger (2011), Simmons et al. (2015), DOE SunShot Initiative, etc.

3.2. Estudio del desarrollo de RES y CES en Alemania

Se ha analizado la evolución de las RES y su marco legal de apoyo en Alemania, así como el grado de desarrollo y características de las CES (tecnologías renovables, formas jurídicas y modelos de financiación más frecuentes), en base a documentación existente de diversa procedencia:

- Renewable Energy Sources Act (EEG: Erneuerbare-Energien-Gesetz), Combined Heat and Power Act (KWKG: Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz), Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG: Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz), German National Renewable Energy Action Plan (German NREAP).
- Publicaciones de varios autores que analizan los modelos de propiedad colectiva de infraestructura energéticas en este país, tales como: Yildiz (2014), Debor (2014), Schereuer (2012), Boontje (2013), etc.

- Artículos y datos estadísticos publicados por Eurostat, The Renewable Energies Agency en Alemania (AEE: Agentur für Erneuerbare Energien), the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (BMWi: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation, Building and Nuclear Safety (BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit), German Cooperative and Raiffeisen Confederation (DGRV: Deutscher Genossenschafts-und Raiffeisenverband e.V.) and German Wind Energy Association (BWE: Bundesverband WindEnergie e.V.).

3.3. Estudio del desarrollo de RES y CES en España

Al igual que en Alemania y EEUU, se ha analizado la evolución y el marco legal de apoyo de las RES, en base a documentación existente:

- Leyes y Reales Decretos que regulan el sector eléctrico y los incentivos a la producción renovable.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), 2011-2020.
- Artículos y estadísticas publicados por Eurostat, el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), el organismo regulador de la energía en España (antes CNE: Comisión Nacional de la Energía; actualmente CNMC: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia) y Red Eléctrica de España.

El análisis de los modelos de propiedad más frecuentes de infraestructuras energéticas y formas jurídicas predominantes para la producción, comercialización y distribución de la energía, se ha basado en:

- Entrevistas a expertos.
- Registros del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MIET): productores, distribuidores y comercializadores de energía eléctrica.

3.3.1. Entrevistas

Se ha entrevistado a varios expertos implicados en organizaciones relacionadas con el sector de las energías renovables y la cogeneración. En concreto, hemos consultado a:

- Director de Operaciones de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)
- Director General de la Asociación Empresarial Eólica
- Directora Adjunta de la Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN)

- Presidente de la Asociación Española de Redes de Calor y Frío (ADHAC)
- Director del programa GIT del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), organismo dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. El programa GIT financia proyectos de district-heating/cooling con energías renovables.
- Director de operaciones de Dresser-Rand en España (empresa fabricante de motores de cogeneración).
- Director técnico de Zencer (empresa comercializadora de electricidad renovable).

CAPÍTULO 4. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN EEUU

4.1. Evolución de las Energías Renovables en EEUU

La figura 4.1 muestra la evolución del porcentaje de RES en el consumo de energía primaria. Este porcentaje ha pasado de 6,18% en el año 2000 a 9,51% en 2013.

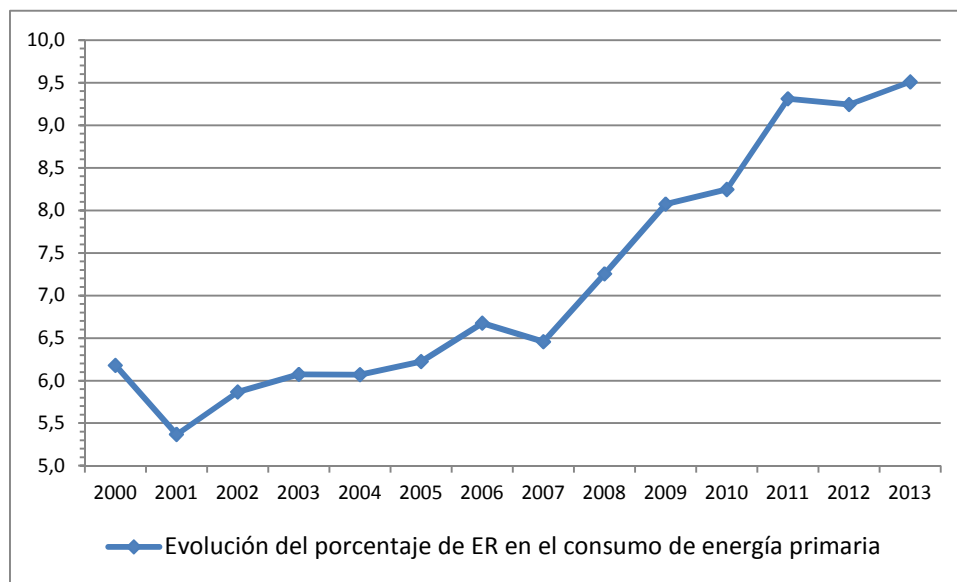


Figura 4.1. Evolución del porcentaje de RES en el consumo de energía primaria en EEUU

Fuente: EIA, 2015

El porcentaje de RES en la producción de energía eléctrica, ha pasado del 9,38% en 2000 al 12,57% en 2013, como muestra la figura 4.2. En el sector eléctrico, el carbón sigue teniendo bastante peso aunque ha disminuido (51,72% en 2000; 39,08% en 2013). En cambio, el peso del gas natural ha aumentado notablemente (pasando del 15,81% en 2000 al 27,44% en 2013), debido en gran parte, al auge de la técnica del fracking o fractura hidráulica.

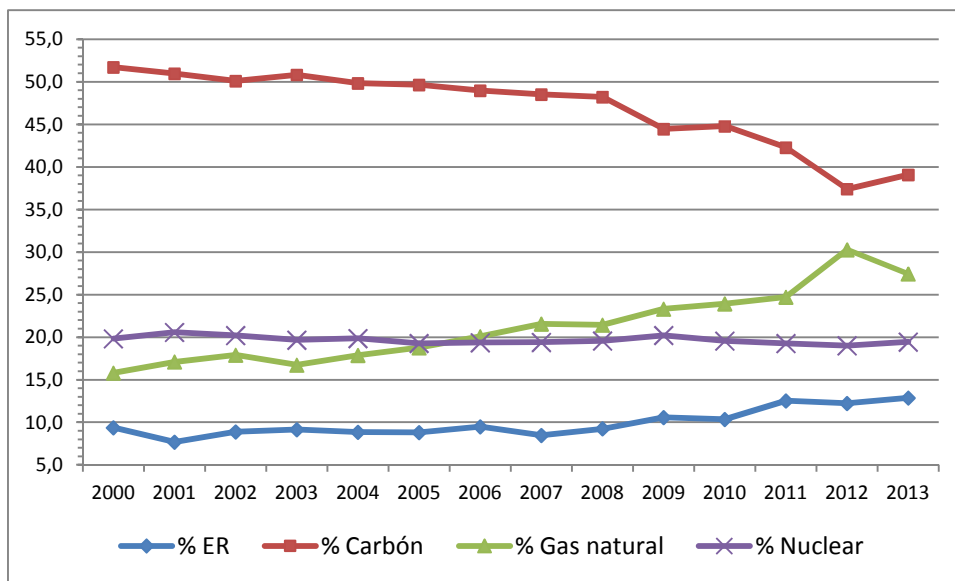


Figura 4.2. Evolución del porcentaje de RES y otras fuentes en la producción de energía eléctrica en EEUU

Fuente: EIA, 2015

La potencia instalada en electricidad renovable casi se ha doblado desde el año 2000 (93,37 GW) hasta 2013 (171 GW). Los mayores incrementos se han dado en eólica y solar fotovoltaica (figura 4.3).

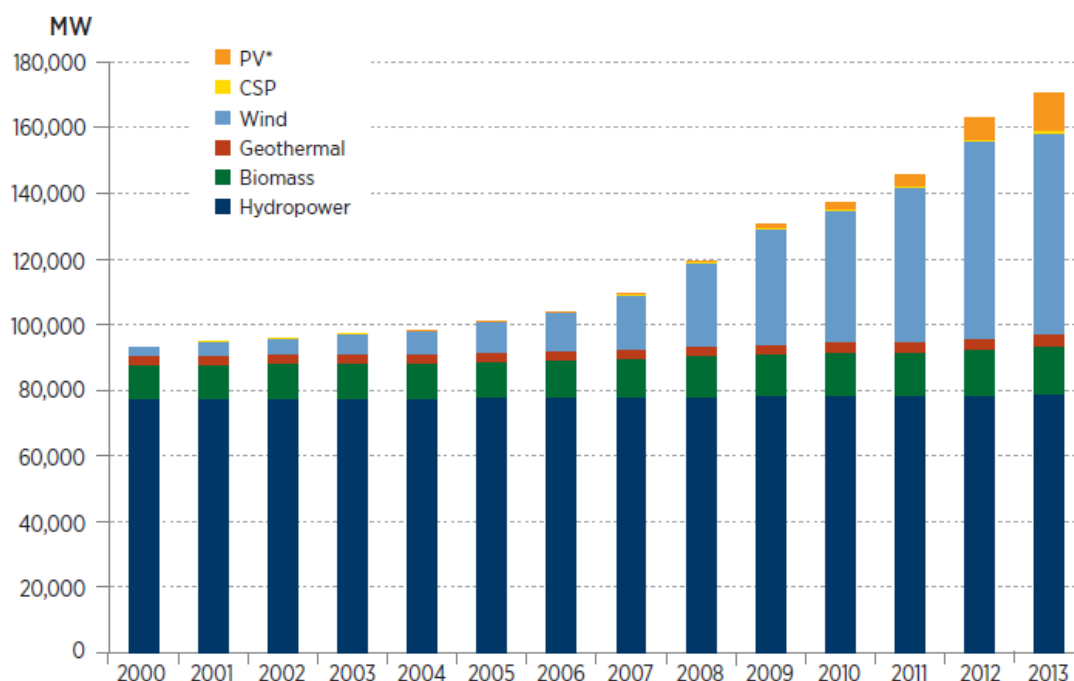


Figura 4.3. Evolución de la potencia instalada para generación de electricidad renovable en EEUU

Fuente: DOE, 2014

Entre 2000 y 2013, la potencia eólica instalada se incrementó en 58.520 MW (figura 4.4), ocupando EEUU en 2013 el segundo lugar en el mundo con 61.100 MW. Dentro

de EEUU, los Estados con mayor potencia eólica instalada en 2013 eran Texas, California e Iowa (figura 4.9).

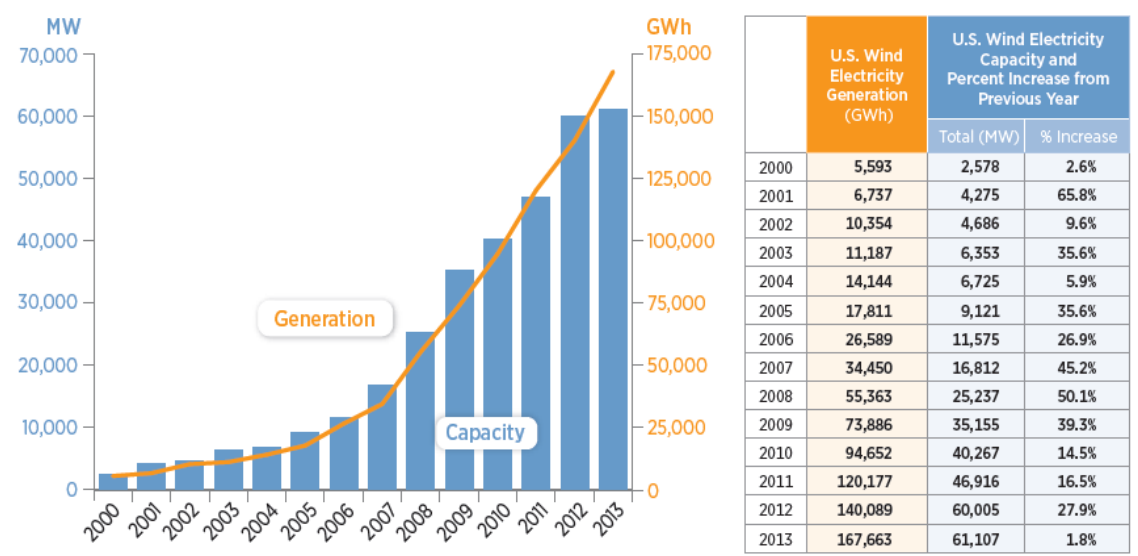


Figura 4.4. Energía eólica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada
Fuente: DOE, 2014

En cuanto a la energía solar, la potencia instalada aumentó en 12.636 MW, de los cuales, 12.072 MW corresponden a solar fotovoltaica y 564 MW a solar termoeléctrica (figura 4.5). En 2013, a nivel mundial, EEUU ocupaba el quinto lugar en potencia solar fotovoltaica (con 12.090 MW) y el segundo lugar en solar termoeléctrica instalada (con 918 MW). Dentro de EEUU, los Estados con mayor potencia instalada en 2013, tanto en fotovoltaica como en termoeléctrica, eran California y Arizona (figura 4.9).

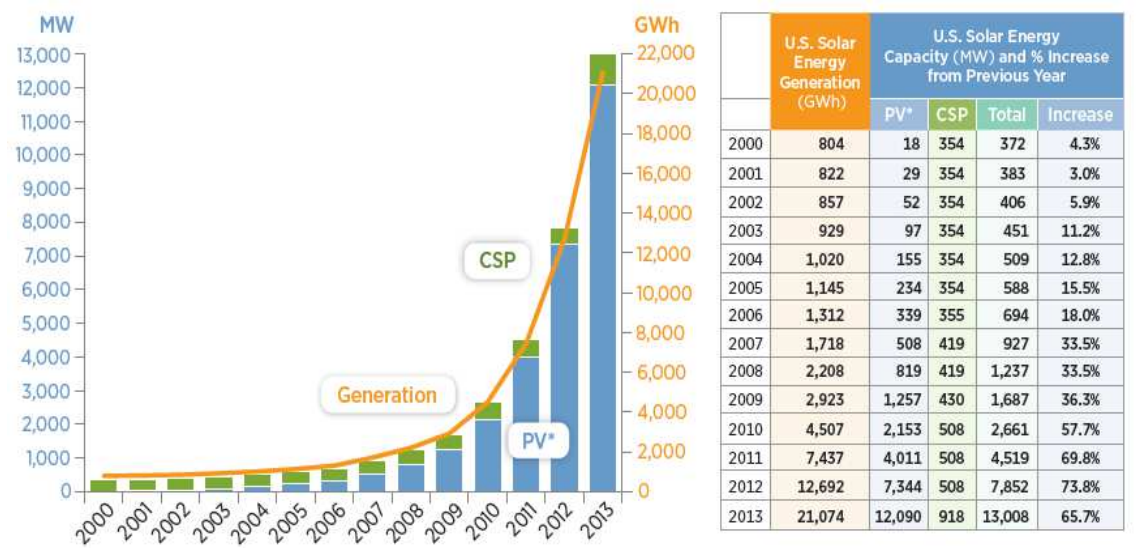


Figura 4.5. Energía solar para producción de electricidad en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada
Fuente: DOE, 2014

Como se puede ver en las figuras 4.6, 4.7 y 4.8, las potencias instaladas en hidroeléctrica, geotermia y biomasa no experimentaron incrementos tan espectaculares como la eólica y la solar. Aún así, en 2013, EEUU ocupaba el primer puesto a nivel mundial en geotérmica (con 3.792 MW) y biomasa (con 14.705 MW); en hidroeléctrica ocupaba el tercer puesto (con 78.457 MW).

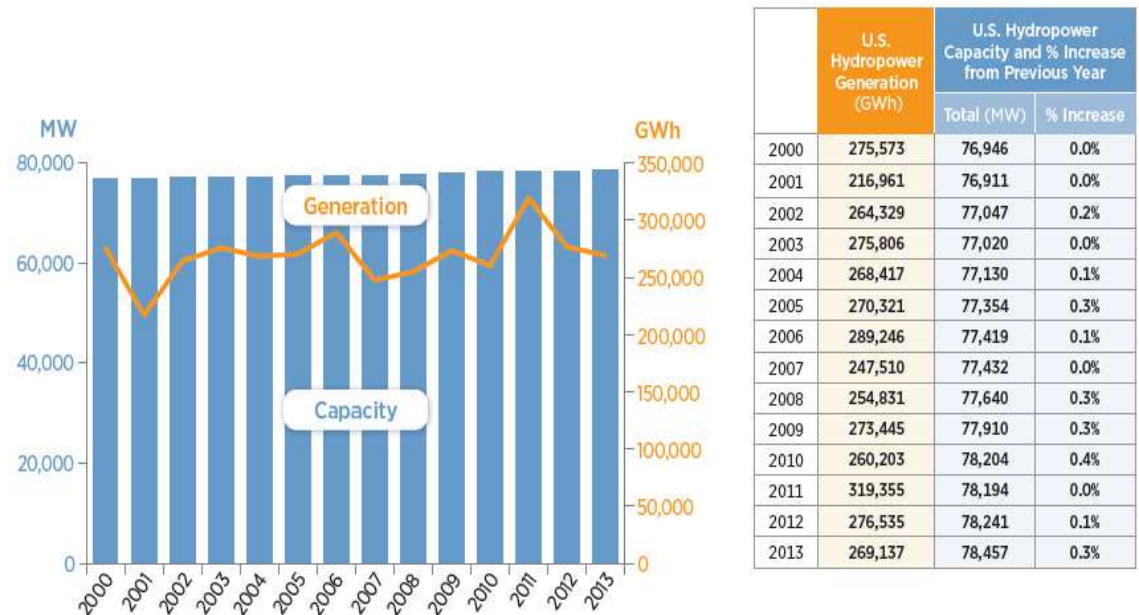


Figura 4.6. Energía hidroeléctrica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada

Fuente: DOE, 2014

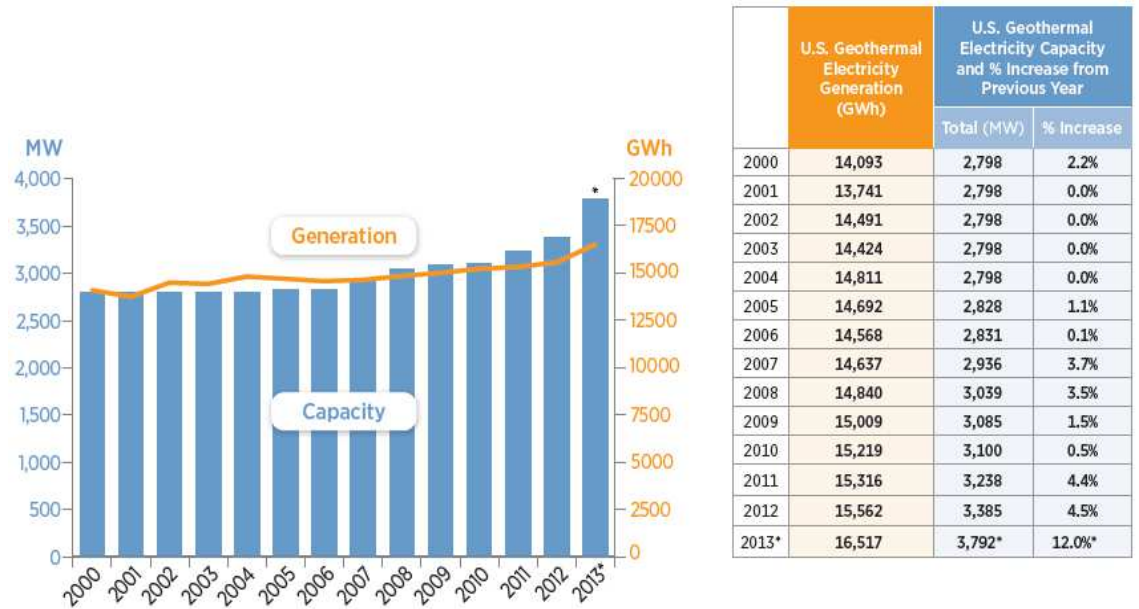
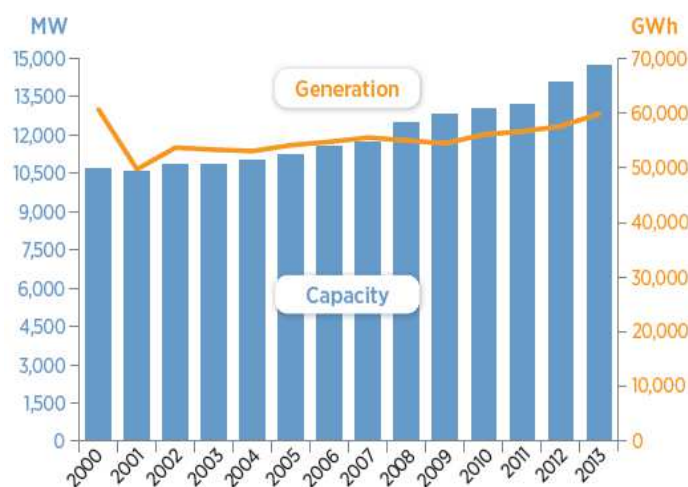


Figura 4.7. Energía geotérmica en EEUU. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada

Fuente: DOE, 2014



	U.S. Biopower Generation (GWh)	U.S. Biopower Capacity and % Change from Previous Year	
		Total (MW)	% Change
2000	60,726	10,676	- 2.9%
2001	49,748	10,576	- 0.9%
2002	53,709	10,867	2.8%
2003	53,340	10,856	- 0.1%
2004	53,073	11,033	1.6%
2005	54,160	11,222	1.7%
2006	54,759	11,553	2.9%
2007	55,539	11,738	1.6%
2008	55,034	12,485	6.4%
2009	54,493	12,836	2.8%
2010	56,089	13,053	1.7%
2011	56,671	13,207	1.2%
2012	57,624	14,047	6.4%
2013	59,894	14,705	4.7%

Figura 4.8. Biomasa para producción de electricidad. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada

Fuente: DOE, 2014

Dentro de EEUU, los Estados con mayor potencia instalada en estas tecnologías son: California y Nevada en Geotérmica, California y Florida en Biomasa, Washington y California en hidroeléctrica (figura 4.9).

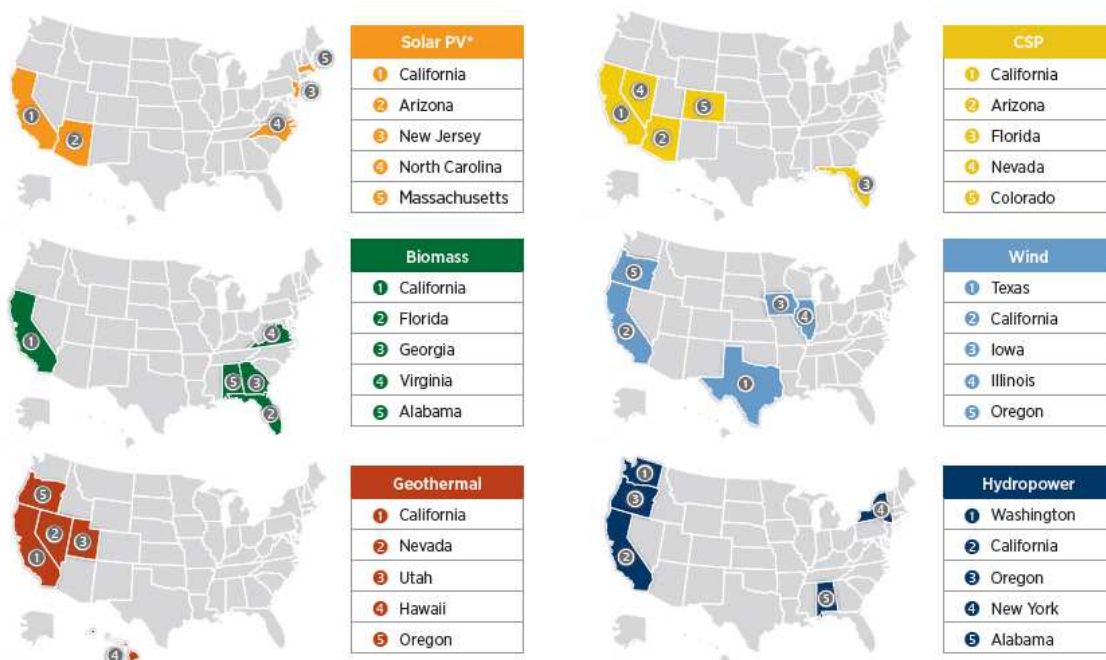


Figura 4.9. Ranking de estados con mayor potencia instalada para producción de electricidad renovable en 2013 (según la tecnología)

Fuente: DOE, 2014

Considerando el conjunto de todas las tecnologías de producción eléctrica renovable, en 2013, a nivel mundial, EEUU ocupaba el segundo lugar en potencia eléctrica renovable

instalada. Dentro de EEUU, los estados que estuvieron a la cabeza fueron California, Washington y Texas (figura 4.10).

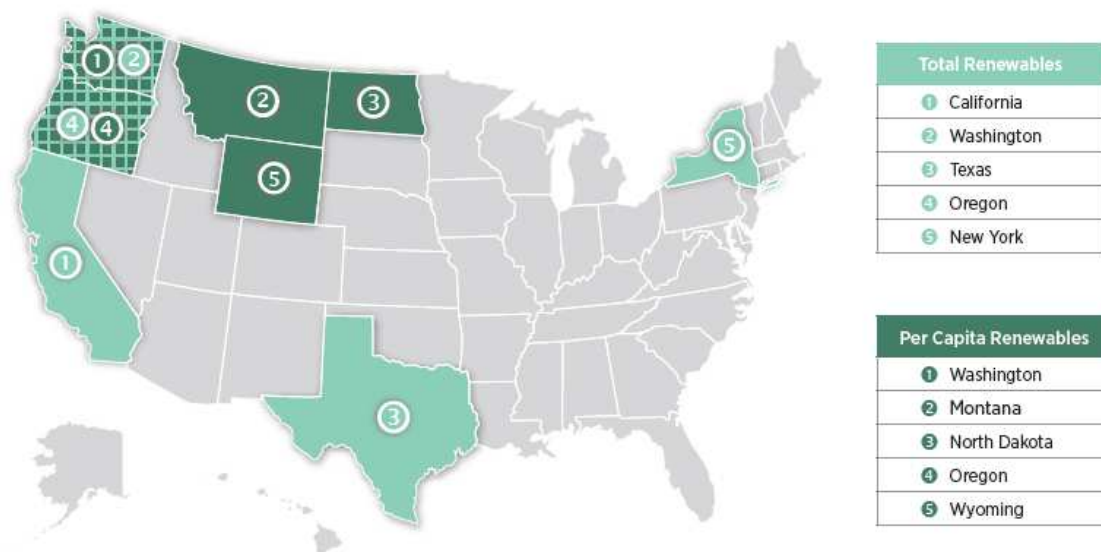


Figura 4.10. Ranking de estados con mayor potencia instalada para producción de electricidad renovable en 2013 (en total, con todas las tecnologías)

Fuente: DOE, 2014

Cabe destacar además, que en 2013, EEUU ocupó el primer lugar del mundo en producción de etanol y biodiésel.

4.2. Principales componentes del sector eléctrico en EEUU

Como se ha indicado en el apartado 4.1., el mayor crecimiento en energías renovables se ha producido en el sector eléctrico. En los apartados 4.3 y 4.4 se describirán el marco legal para el fomento de las renovables en EEUU y varios tipos de comunidades energéticas, haciendo especial hincapié en actividades relacionadas con el sector eléctrico.

Para una mejor comprensión de estos dos apartados, se considera necesario que el lector conozca los conceptos que se definen a continuación.

Algunos de los principales componentes del sector de la electricidad en EEUU son:

1) Utilities tradicionales, responsables de asegurar un suministro eléctrico adecuado, fiable y a un coste razonable a todos los consumidores de sus zonas de servicio. Existen varios tipos de utilities en función de sus estructuras de propiedad: Investor-owned utilities, Publicly-owned utilities, cooperativas eléctricas y utilities federales.

Investor-owned utilities (IOUs): son entidades privadas con ánimo de lucro que operan en todos los estados, excepto en Nebraska, donde las utilities eléctricas son fundamentalmente sistemas municipales y distritos públicos de electricidad.

En ciertas áreas geográficas, las IOUs son monopolios subvencionados, por lo que están reguladas, obligadas a servir a todos los consumidores a precios razonables y a aplicar precios similares a tipos de consumidores similares.

La mayoría de las IOUs son compañías operadoras que proporcionan servicios de generación, transporte y distribución de electricidad.

Publicly-owned utilities (POUs): son entidades sin ánimo de lucro que se organizan a nivel local o de estado. POU incluyen:

- utilities municipales
- utilities de distrito público
- utilities estatales

Las utilities locales o municipales se establecieron para dar servicio a sus comunidades y consumidores cercanos a precio de coste. Sus precios de venta de electricidad pueden ser más bajos que los de las IOUs porque no están sujetas a impuestos federales y estatales.

La mayoría de las POU municipales son solamente distribuidoras, aunque algunas también producen y transmiten electricidad.

Los distritos públicos de electricidad se concentran en Nebraska, Washington, Oregon y California.

Las cooperativas eléctricas son entidades sin ánimo de lucro cuyos propietarios son sus miembros (es decir, los consumidores a los que sirven). Están obligadas a proporcionar servicios a sus miembros a precio de coste. Sus tarifas son similares a las de las utilities municipales. En el apartado 4.4.1, se describirá con más detalle este tipo de utility.

Utilities federales: En EEUU existen nueve utilities federales que son parte de cinco agencias del gobierno.

- the Army Corps of Engineers

- the Bureau of Indian Affairs and the Bureau of Reclamation in the Department of the Interior
- the International Boundary and Water Commission in the Department of State
- the Power Marketing Administration in the Department of Energy
- the Tennessee Valley Authority (TVA).

Tres de ellas operan instalaciones de generación (TVA, US Army Corps of Engineers, US Bureau of Reclamation).

2) Comercializadoras: compran y venden electricidad, pero generalmente no poseen ni operan instalaciones de generación, transporte y distribución.

3) Productores de electricidad no-utilities (non-utility power producers). Existen varios tipos: Qualifying facilities, Independent power producers y otras plantas de generación.

Qualifying Facilities (QFs): incluye plantas de cogeneración y pequeños productores de electricidad.

Generalmente, las plantas de cogeneración producen calor de proceso (p.e.: vapor) para su actividad principal (distinta de la producción de electricidad). El calor excedente se utiliza para producir electricidad para venderla a utilities.

Los pequeños productores utilizan energías renovables de potencia inferior a 80 MW para generar electricidad.

Para recibir la calificación de QF, estas instalaciones deben cumplir ciertos requisitos de propiedad, métodos de operación y eficiencia.

Independent Power Producers (IPPs): producen y venden electricidad en el mercado mayorista y no tienen asignadas áreas de servicio. La mayoría son designados productores mayoristas exentos, lo que les exime de muchos de los requerimientos regulatorios aplicables a las utilities tradicionales.

Otras plantas de cogeneración: producen y venden electricidad en el mercado mayorista y no tienen asignadas áreas de servicio.

4.3. Marco legal para el fomento de las energías renovables en EEUU

En EEUU existen una gran variedad de programas para el fomento de RES y eficiencia energética. Estos programas se agrupan en dos categorías generales:

- **Políticas regulatorias (Rules, Regulations & Policies: RR&P):** normativas generalmente de carácter obligatorio (aunque también las hay de carácter voluntario), dirigidas al cumplimiento de objetivos de eficiencia energética o aumento del uso de RES.
- **Incentivos financieros:** dirigidos a facilitar la financiación de estos proyectos, ya sea a través de pagos por kWh generado, préstamos, subvenciones, reintegros, descuentos o reducción de impuestos.

A su vez, existen tanto incentivos financieros como políticas regulatorias (dirigidas al fomento de una o varias tecnologías) a distintos niveles territoriales: federal, estado, condado, localidad e incluso para las utilities (empresas encargadas de generar, transportar, distribuir y/o comercializar energía).

Además, para un mismo territorio (estado, condado o municipio) o utility, puede haber más de un tipo de incentivo financiero y/o política regulatoria (tabla 4.1).

En la base de datos DSIRE (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency), se recogen y describen detalladamente todos los incentivos financieros y políticas regulatorias existentes en EEUU para energías renovables y eficiencia energética. Se puede acceder a esta base mediante la página web: <http://www.dsireusa.org/>

En los apartados 4.3.1 y 4.3.2 se describirán algunos de los incentivos financieros y políticas regulatorias más relevantes en EEUU.

Fomento electricidad renovable por estados							
		Performance-Based Incentives		Rules, Regulations & Policies			
				RPS or Voluntary Goals		Net Metering	MGPO
Estado		FIT or similar	Other	RPS	V. Goals		
Alabama	AL						
Alaska	AK					X	
Arizona	AZ			X		X	
Arkansas	AR					X	
California	CA	X		X		X	
Colorado	CO			X		X	X
Connecticut	CT			X		X	
Delaware	DE		X	X		X	
Florida	FL					X	
Georgia	GA					X	
Hawaii	HI	X		X		X	
Idaho	ID						
Illinois	IL		X	X		X	
Indiana	IN				X	X	
Iowa	IA			X		X	X
Kansas	KS			X		X	
Kentucky	KY					X	
Louisiana	LA					X	
Maine	ME	X		X		X	X
Maryland	MD		X	X		X	
Massachusetts	MA		X	X		X	
Michigan	MI			X		X	
Minnesota	MN		X	X		X	
Mississippi	MS						
Missouri	MO			X		X	
Montana	MT			X		X	X
Nebraska	NE					X	
Nevada	NV		X	X		X	
New Hampshire	NH			X		X	
New Jersey	NJ		X	X		X	
New Mexico	NM			X		X	X
New York	NY		X	X		X	
North Carolina	NC			X		X	
North Dakota	ND				X	X	
Ohio	OH			X		X	
Oklahoma	OK		X		X	X	
Oregon	OR	X		X		X	X
Pennsylvania	PA		X	X		X	
Rhode Island	RI	X	X	X		X	
South Carolina	SC		X	X		X	
South Dakota	SD				X		
Tennessee	TN						
Texas	TX			X			
Utah	UT				X	X	
Vermont	VT	X			X	X	
Virginia	VA		X		X	X	X
Washington	WA	X		X		X	X
West Virginia	WV				X	X	
Wisconsin	WI			X		X	
Wyoming	WY					X	
D. Columbia	DC		X	X		X	

Tabla 4.1. Estados en los que se aplican Performance-Based Incentives (PBIs), RPS u objetivos voluntarios, Net Metering y MGPO

Fuente: DSIRE, 2015

4.3.1. Rules, Regulations & Policies: RR&P

4.3.1.1. Renewable Portfolio Standards (RPS)

También llamados Renewable Electricity Standards, son normativas que establecen que una parte de la electricidad suministrada por determinadas utilities y/o comercializadores debe proceder de fuentes renovables. En general, un RPS fija un porcentaje mínimo de electricidad generada mediante una o varias tecnologías renovables que debe ser alcanzado en determinada fecha por las utilities/comercializadoras a las que se aplica (EIA, 2012a).

Actualmente no existe ningún programa RPS a nivel federal, pero 29 estados y Washington DC tienen RPS obligatorios. Además, 8 estados han establecido objetivos voluntarios (RPG: Renewable Portfolio Goals) (tabla 4.1, figura 4.11).

En la figura 4.11, se indican los objetivos establecidos por los estados que han adoptado esta política regulatoria. Por ejemplo, en el estado de California (CA), en 2020, el 33% de las ventas minoristas de electricidad de ciertas utilities (concretamente, las IOUs y POUs) deben proceder de fuentes renovables. Además, hasta 2020, la ley establece objetivos provisionales: 20% en 2013; 25% en 2016 (DSIRE, 2015).

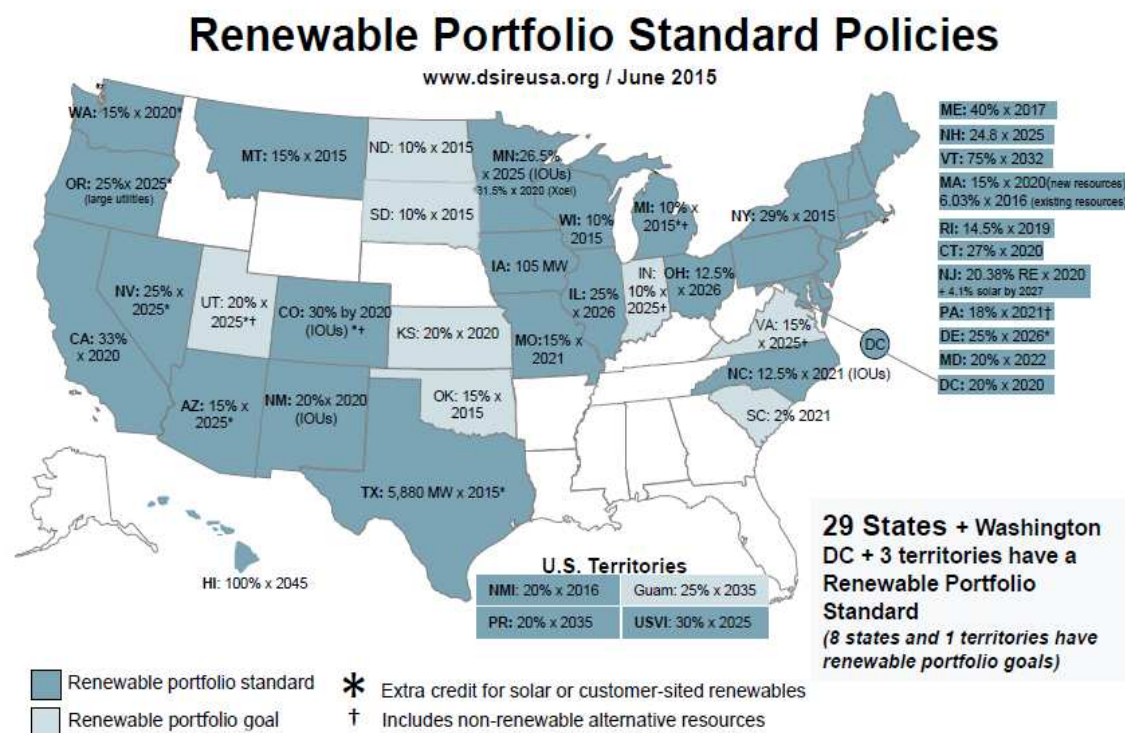


Figura 4.11. Estados en los que se aplican RPS u objetivos voluntarios

Fuente: DSIRE, 2015

Estos programas varían ampliamente de unos estados a otros en estructura, forma de aplicación, límite de potencia de las instalaciones, tecnologías renovables, etc. Los estados pueden elegir entre obligar a cumplir el RPS solamente a las IOUs (p.e.: Hawaii, Iowa) o extender la obligación a cooperativas eléctricas, POUs y/o comercializadores (p.e.: Arizona, Colorado, Michigan).

Además de los programas RPS y RPG **a nivel estatal**, existen programas:

- **A nivel local:** en Aspen (Colorado) (RPG: 100% en 2015), Columbia (Missouri) (RPS: 30% en 2028) y Austin (Texas) (RPS: 50% EN 2020; 65% EN 2025). Son programas aplicables a las utilities municipales de estas ciudades.
- **A nivel de utility:** las utilities JEA en Jacksonville (Florida), Long Island Power Authority en Long Island (Nueva York) y CPS Energy en San Antonio (Texas) han implantado programas voluntarios de este tipo.

4.3.1.1.1. Renewable Energy Credits (RECs)

Un crédito de electricidad renovable (REC: Renewable Energy Credit) es un producto comercializable que representa los beneficios medioambientales asociados a la generación energética a partir de fuentes renovables. Cada vez que se genera 1 MWh de electricidad renovable, se genera 1 REC.

Una característica común de muchos estados es un sistema de comercio de créditos de electricidad renovable diseñado para minimizar los costes de cumplimiento del RPS. Mediante este sistema, un productor que genera más electricidad renovable de la necesaria para cumplir con su RPS, puede intercambiar o vender RECs a otros suministradores que no han generado suficiente electricidad renovable para cumplir con las obligaciones propias del RPS. En algunos casos, los estados ponen a disposición un cierto número de RECs para su venta.

Además, muchos programas RPS estatales establecen “escape clauses” si el extra coste de la generación renovable para su cumplimiento excede un determinado límite. Un ejemplo de “escape clause” es el ACP (Alternative Compliance Payment), que fija una sanción que deberán pagar las utilities que no cumplan con las obligaciones del RPS por no generar o comprar suficientes RECs.

El valor de un REC viene determinado por diversos factores, tales como el valor del ACP (en su caso), el número de generadores que producen RECs o el porcentaje de electricidad renovable requerido por los RPS.

4.3.1.1.2. Tecnologías elegibles

En general, los estados seleccionan las tecnologías elegibles para el cumplimiento del RPS teniendo en cuenta el potencial de las diversas fuentes en cada estado. A menudo, cuando se diseña un RPS se intenta impulsar una o varias tecnologías renovables y se establecen disposiciones “carve out” y multiplicadores que imponen o fomentan que una parte de la electricidad renovable sea generada con una determinada tecnología (con frecuencia, solar o eólica) y/o localmente (DG: Distributed Generation).

En el mapa de la figura 4.12, se indican los estados cuya regulación establece “carve outs” o multiplicadores para instalaciones solares (FV, termoeléctrica e incluso solar térmica) o de generación distribuida. Por ejemplo, en Arizona (AZ) el RPS está fijado en 15% para 2025. De este porcentaje, el 30% debe proceder de fuentes renovables locales (es decir, el 4,5% del suministro total para 2025). Otro ejemplo es Oregón, donde el RPS es:

- 25% en 2025 para las utilities grandes (las que suministran más del 3% de la demanda estatal).
- 10% en 2025, para las utilities que suministran entre el 1,5% y el 3% de la demanda estatal.
- 5% en 2025, para las utilities que suministran menos del 1,5% de la demanda estatal.

En este estado, las IOUs están obligadas a instalar 20 MW de potencia solar FV para enero de 2020. La capacidad de las instalaciones FV para cumplir este requerimiento debe estar comprendida entre 0,5 y 5 MW. De estas plantas, a las que estén operativas antes de enero de 2016, se les atribuirán 2 kWh por cada kWh generado a efectos de cumplimiento del RPS.

En Oregón la legislación ha establecido además para 2025, el objetivo de que al menos el 8% de la demanda de electricidad en el mercado minorista proceda de instalaciones renovables de capacidad igual o menor de 20 MW y que sean propiedad de CES.

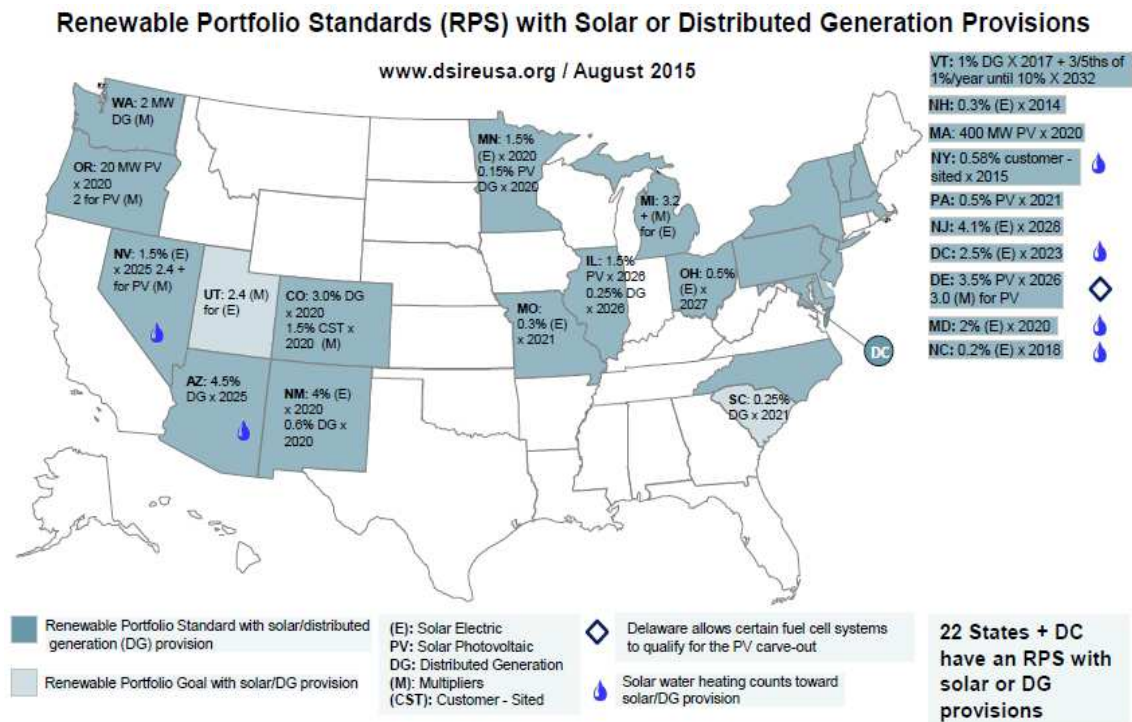


Figura 4.12. Estados con RPS en los que existen disposiciones "carve out"

Fuente: DSIRE, 2015

4.3.1.2. Net metering

Net Metering o balance neto es una modalidad de suministro eléctrico que permite a los consumidores generar energía para su propio consumo y compensar saldos de energía, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda sin necesidad de acumulación (figura 4.13).

La electricidad puede fluir desde la red al consumidor y a la inversa (a través de un solo contador bidireccional o dos contadores). Si la demanda es superior a la producción, se importará energía de la red, existiendo una obligación de pago al suministrador. En cambio, cuando la demanda es inferior a la producción, se exportará el exceso de energía a la red, generando un crédito de energía que se compensará en posteriores facturas durante el mismo ciclo de facturación.

De esta forma, el consumidor utiliza el exceso de producción para compensar la electricidad que, de otra forma, tendría que comprar a la utility. Generalmente, los términos de facturación en la modalidad Net Metering están incluidos en las tarifas de las utilities (DSIRE, 2015; EIA, 2012b).

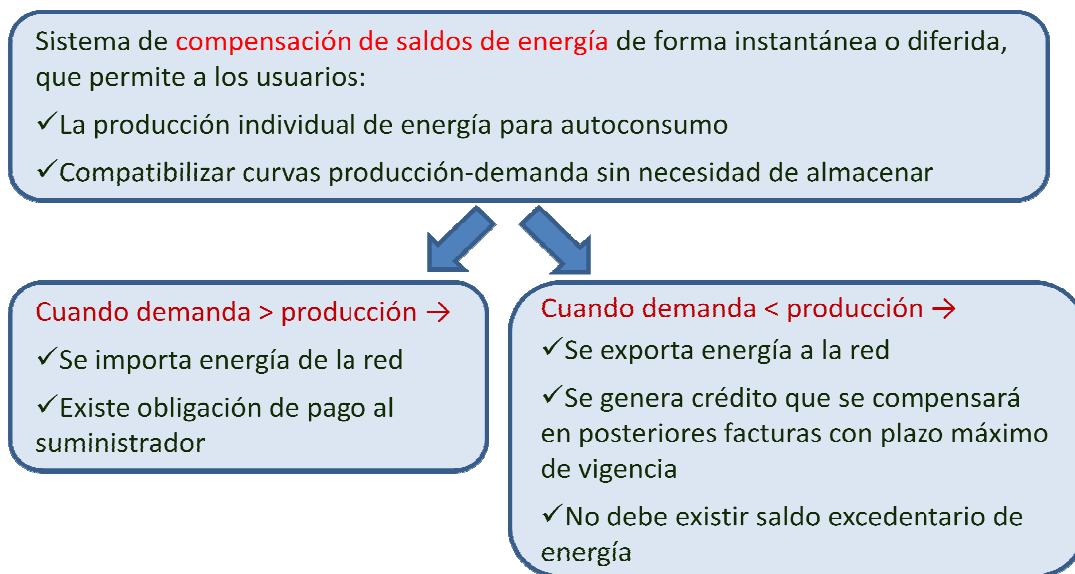


Figura 4.13. Esquema de suministro eléctrico con net metering
Fuente: elaboración propia

Como se puede ver en la figura 4.14, la modalidad de suministro net metering es obligatoria por ley en la mayoría de los estados, pero las políticas de net metering varían mucho de un estado a otro en aspectos tales como: tecnologías elegibles, límites de potencia de generación, tipos de utilities obligadas a aplicarlo a sus clientes (IOUs, cooperativas eléctricas, comercializadores, etc.) o compensación del exceso de energía.

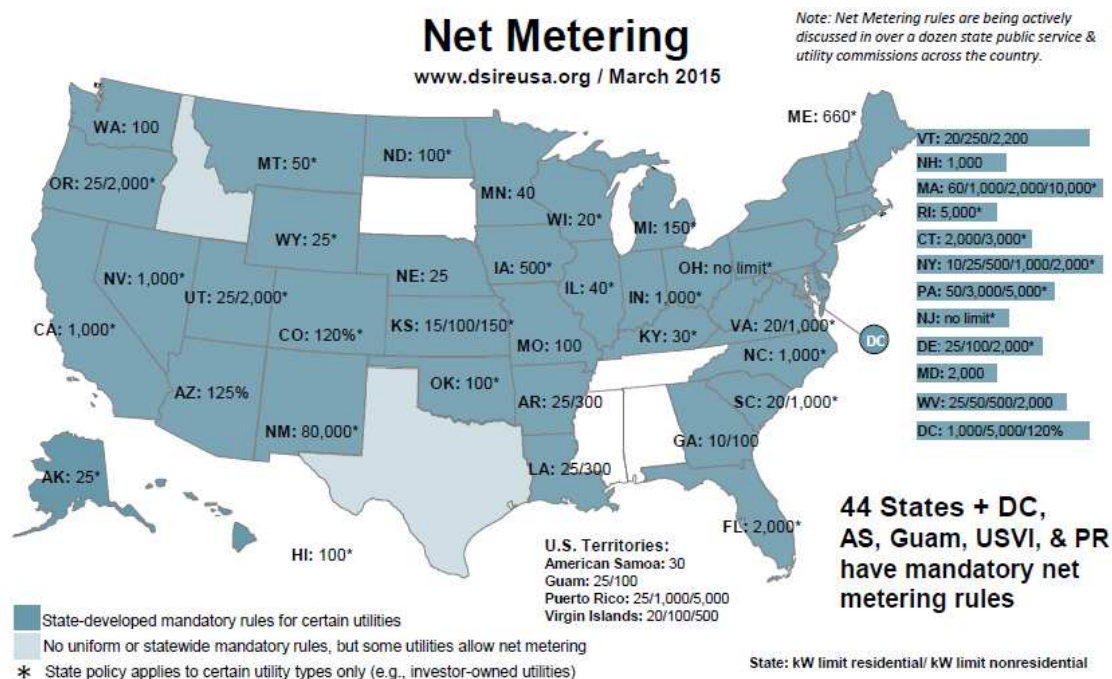


Figura 4.14. Estados en los que se aplica la modalidad de suministro net metering
Fuente: DSIRE, 2015

En la figura 4.15 se muestra la forma de compensar el exceso de energía establecido en diferentes estados. Unos estados compensan el exceso de energía a precio de venta al consumidor final o por encima, otros por debajo de ese precio, etc.

Customer Credits for Monthly Net Excess Generation (NEG) Under Net Metering

www.dsireusa.org / October 2015

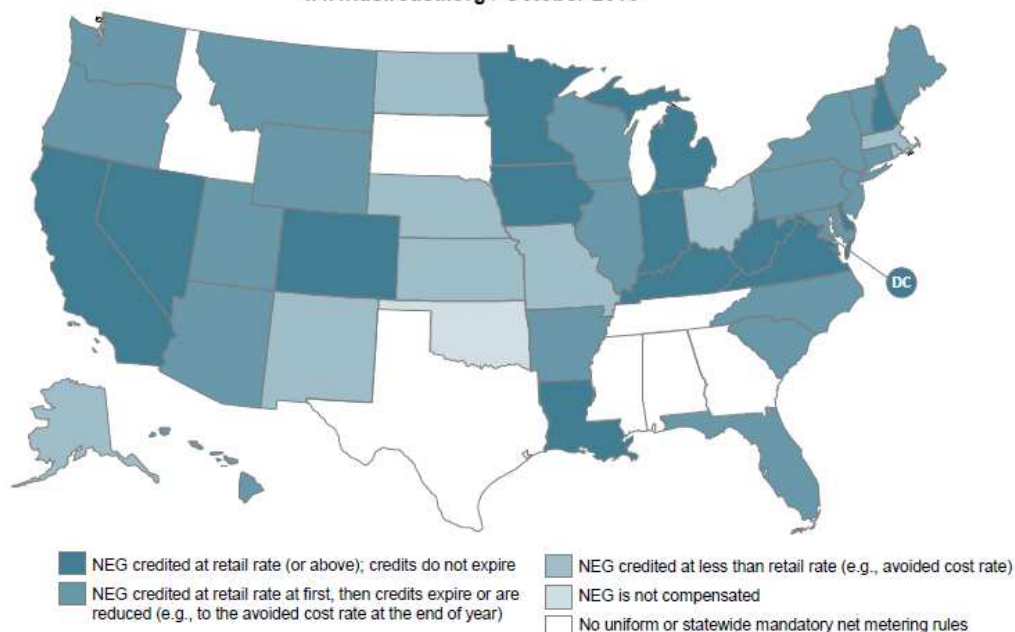


Figura 4.15. Compensación del exceso de energía en los estados con net metering

Fuente: DSIRE, 2015

Además de las políticas de net metering estatales, existen 21 a nivel de utility y 3 establecidas a nivel municipal: Nueva Orleans (Louisiana), San Antonio (Texas) y Danville (Virginia).

4.3.1.2.1. Políticas net metering que afectan al desarrollo de CES en autoconsumo

La forma de aplicación de las políticas Net Metering puede favorecer o dificultar el desarrollo de CES. Los aspectos que más influyen son (DOE SunShot Initiative, 2012):

a) Posibilidad de Virtual Net Metering:

Una característica muy frecuente de las plantas colectivas de producción eléctrica renovable, es que la planta no está ubicada en el mismo lugar que la demanda de los participantes en el proyecto. La modalidad Virtual Net Metering permite a los participantes en proyectos energéticos colectivos sustraer su porción de generación off-site en sus propias residencias.

La posibilidad de desarrollar proyectos colectivos con autoconsumo puede quedar inhibida o prohibida si la normativa del estado no permite Virtual Net Metering. Algunas políticas net metering no especifican claramente si las instalaciones de generación compartidas son elegibles para Net Metering. Otras legislaciones las excluyen implícitamente especificando que la generación bajo la modalidad de Net Metering debe cubrir una demanda situada en el mismo lugar de generación (on-site load).

Algunos estados (incluyendo California, Delaware, Maine, Massachusetts, New Hampshire y Vermont) especifican en su legislación que la modalidad Virtual Net Metering está permitida.

b) Net metering caps:

De los 44 estados en los que se han implantado programas de Net Metering obligatorios, 29 han establecido límites (“caps”) en la capacidad total instalada bajo esta modalidad.

Aunque en la mayoría de los estados con “net metering caps” la potencia instalada actualmente está muy por debajo del límite establecido, cinco estados podrían alcanzar los límites de sus respectivos programas en el período 2015-2018. En estos estados, cabe la posibilidad de que la modalidad Net Metering no esté disponible cuando proyectos actualmente en desarrollo se vayan a poner en marcha. Este riesgo podría parar, o ralentizar de forma significativa, el desarrollo de proyectos de electricidad renovable a medida que la capacidad total instalada se acerca a los límites.

Para reducir este riesgo y la consiguiente incertidumbre para los promotores de proyectos, el estado de Massachusetts ha desarrollado un sistema de garantía de elegibilidad para Net Metering. El proceso de solicitud es obligatorio para proyectos que estén cerca de su implementación, y proporciona, durante un tiempo limitado, la garantía de que el proyecto será elegible para Net Metering una vez la instalación esté interconectada.

c) Límites en la potencia instalada por proyecto o en la clase de participantes:

La mayoría de las normas Net Metering incluyen criterios de elegibilidad que definen límites de capacidad de una instalación o clases de clientes. Por ejemplo, los clientes

residenciales pueden tener sistemas “net-metered” con capacidad hasta 10 kW, mientras que a los clientes comerciales se les permite tener sistemas de mayor potencia.

Las normas que limitan el tamaño de proyecto o prohíben a los clientes residenciales obtener créditos procedentes de instalaciones a escala comercial, pueden crear importantes barreras al desarrollo de proyectos de propiedad colectiva.

Teniendo en cuenta que uno de los beneficios de los proyectos compartidos es que capacidades mayores ofrecen economías de escala, haciendo más atractivas estas inversiones para clientes residenciales, sería necesario revisar y ajustar estas normativas para fomentar el desarrollo de CES.

4.3.1.3. Mandatory Green Power Option (MGPO)

Los estados de Colorado, Iowa, Maine, Montana, New Mexico, Oregon, Virginia y Washington (tabla 4.1) obligan a las utilities a ofrecer a sus clientes la opción de comprar electricidad procedente de RES (“green power”). En general, las utilities ofrecen a sus clientes electricidad renovable que puede ser generada en instalaciones propiedad de la utility o compra RECs a otra utility certificada por el estado al que pertenezca.

4.3.2. Incentivos financieros para el fomento de energías renovables

Existen varios tipos de incentivos financieros destinados al fomento de RES. Dentro de cada tipo de incentivo financiero, el porcentaje de inversión financiada, las condiciones y las tecnologías elegibles, varían de un programa a otro. La mayoría de los programas incentivan más de una tecnología y algunas se centran en una única tecnología (p.e.: solar fotovoltaica).

A continuación se enumeran algunos tipos de incentivos financieros:

- **Performance-Based Incentives (PBIs)**, también llamados Production Incentives, proporcionan pagos basados en el número de kWh generados por una instalación energética renovable.

Los programas **Feed-in tariff (FIT)**, los cuales se describirán en el apartado 4.3.2.1., representan un caso particular de PBI.

- **Corporate Tax Incentives**: incluyen créditos, deducciones y exenciones fiscales. Ejemplos de incentivos fiscales corporativos a nivel federal son el PTC (Renewable

Electricity Production Tax Credit), el ITC (Business Energy Investment Tax Credit) y la depreciación acelerada.

- **Grant Programs:** proporcionan subvenciones para la instalación de sistemas de generación energética renovable.
- **Loan Programs:** proporcionan préstamos a bajos intereses para financiar la compra de sistemas energéticos renovables o mejoras en eficiencia energética. Las cantidades y los plazos de devolución varían de unos programas a otros.
- **Industry Recruitment/Support:** para promover el desarrollo económico y la creación de empleo, algunos estados ofrecen incentivos financieros para industrias de fabricación de sistemas renovables.
- **Renewable Energy Rebates,** también llamados buy-down programs, consisten en reintegros o descuentos en el coste de nuevas instalaciones energéticas renovables.

4.3.2.1. Feed-in tariff (FIT)

Los programas FIT proporcionan al productor un precio fijo por cada kWh de electricidad renovable generado y vertido a red, garantizada por un determinado período de tiempo (generalmente, 15-20 años). Toda la electricidad generada por una instalación, se vende a esta tarifa fija, que normalmente es superior al precio de venta al público de la electricidad.

Históricamente, los FITs se asocian al modelo alemán, en el cual el gobierno obliga a las utilities a establecer contratos de venta a largo plazo con los productores a una determinada tarifa, que generalmente está por encima del precio de venta de la electricidad al consumidor final.

En comparación con Alemania, los FITs son relativamente nuevos en EEUU. Solamente cinco estados (California, Hawaii, Virgin Islands, Vermont, Washington) han implantado este tipo de programas. Como se puede ver en la tabla 4.2, los programas FITs varían de unos estados a otros en diversos aspectos: límite de potencia de las instalaciones, tecnologías renovables elegibles, tarifa por kWh generado, tipos de utilities obligadas a aplicarlos, etc.

STATES					
Nombre del programa	Estado	Utilities obligadas	Instalaciones elegibles	Características generales	Web para más información
Renewable Market Adjusting Tariff (ReMAT)	California	Todas las Investor-Owned Utilities, Public-Owned Utilities con 75.000 o más clientes	Capacity ≤ 3 MW. Tecnologías: Solar FV y termoeléctrica, Geotérmica eléctrica, eólica, biomasa, biogás, mareomotriz, de las olas, oceanotérmica, pilas de combustible que usen combustibles renovables.	Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Residencial, Agrícola, Nonprofit, Escuelas, Gobierno local, Gobierno del Estado, Gobierno Federal, Institucional. Objetivos: 250 MW bioenergía, 750 MW resto tecnologías. Período de retribución garantizado: 10-15 ó 20 años. Retribución: Tarifa ajustada a mercado. Las utilities son propietarias de los REC.	http://www.cpuc.ca.gov/feed-intariff
Feed-in tariff	Hawaii	Tres Investor-Owned Utilities: HECO, MECO Y HELCO	Capacity ≤ 5 MW (los límites varían según las islas). Tecnologías: Solar FV y termoeléctrica, Geotérmica eléctrica, eólica, biomasa, biogás, mareomotriz, de las olas, oceanotérmica.	Establecido en 2008. Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Residencial. Período de retribución: 20 años. Retribución(1): Varía según la isla, la tecnología y la potencia instalada. Las utilities son propietarias de los REC.	http://www.heco.com/portal/site/heco/menuitem.508576f78baa14340b4c0610c510b1ca/2vgnextoid=0b0a8618ce4f7210VgnVCM1000005c011ba8RCRD&vgnnextchannel=3220894ba55bb210VgnVCM1000005c011ba8RCRD&vgnextfmt=default18vgnextrefresh=1&level=0&ct=article
US Virgin Island Feed-in Tariff	Virgin Islands	Virgin Islands Water and Power Authority u otras utilities que vendan electricidad al público en Virgin Islands	10 kW \leq Capacity ≤ 500 kW. Tecnologías: Solar FV, eólica, hidroeléctrica, biomasa, gas de vertedero, mareomotriz, de las olas, oceanotérmica.	Establecido en 2014. Objetivo: 15 MW. Retribución: aproximadamente 0,26 \$/kWh.	http://www.wind-works.org/cms/fileadmin/user_upload/Files/Reports/ACT_7586.pdf
Standard Offer for Qualifying SPEED Resources	Vermont	Todas las utilities suministradoras de electricidad al consumidor final	Capacity $\leq 2,2$ MW. Tecnologías: Solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, gas de vertedero, gas metano procedente de operaciones agrícolas.	Establecido en 2009. Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Agrícola. Objetivo del programa: 127,5 MW. Período de retribución: entre 10 y 25 años para solar, entre 10 y 20 años para el resto de tecnologías elegibles. La utility retiene los REC, salvo en el caso de los productores de electricidad con gas metano procedente de operaciones agrícolas, los cuales retienen los REC.	http://vermontspeed.com/standardofferprogram
Renewable Energy Cost Recovery Incentive Payment	Washington	No requiere la participación de utilities. Sin embargo, a las utilities que elijan participar estableciendo contratos de compra de electricidad con los productores elegibles, se les reembolsan los costes mediante créditos financieros (hasta un determinado límite)	Community solar projects: Capacity ≤ 75 kW. Tecnologías: Solar FV y termoeléctrica, eólica, digestión anaerobia	Establecido en 2006, expira en 2020. Aplicable a los sectores Comercial, Residencial, Escuelas, Investor-owned utilities, utilities municipales y cooperativas eléctricas. Retribución: entre \$0.12/kWh y \$1.08/kWh, dependiendo del tipo de proyecto, de la tecnología y del lugar de fabricación de los equipos	http://dor.wa.gov/content/Fin/TaxesAndRates/Taxincentives/IncentivePrograms.aspx#Energy

Tabla 4.2. Programas FIT a nivel de estado en EEUU

Fuente: DSIRE, 2015

Además de estos programas FIT a nivel estatal similares a los FIT alemanes, en EEUU ha surgido un nuevo modelo de FIT a nivel de utility, establecido por las propias utilities, ya sea voluntariamente o para dar cumplimiento a normativas estatales o locales. Actualmente existen cinco programas FIT de este tipo, cuyas principales características se resumen en la tabla 4.3.

UTILITIES					
Nombre del programa	Estado	Utility	Instalaciones elegibles	Características generales	Web para más información
TVA-Green Power Providers	Alabama	Tennessee Valley Authority (TVA)	0,5 kW ≤ Capacity ≤ 50 kW. Solar FV, biomasa, eólica, hidroeléctrica.	FIT voluntario establecido en 2012. Aplicable a los sectores Residencial y Comercial. Período de retribución garantizado: 20 años. Retribución: Años 1-10: TVA comprará el 100% de la producción a precio de venta+premium 0,02 \$/kWh (el importe premium se revisa anualmente). Años 11-20: los productores recibirán solamente el precio de venta aplicable. Además, los nuevos participantes en el programa, percibirán inicialmente un incentivo de 1.000 \$ para compensar los costes de inversión. TVA es propietaria de los REC.	http://www.tva.com/greenpower/switch/providers/
LADWP-Feed-in Tariff Program	California	Los Angeles Department of Water & Power (LADWP)	3 kW ≤ Capacity ≤ 3 MW. Solar FV y termoeléctrica, Geotérmica eléctrica, eólica, biomasa, biogás, mareomotriz, de las olas, oceanotérmica, pilas de combustible que usen combustibles renovables. Para poder participar, las instalaciones deben estar registradas como cumplidoras del RPS en California Energy Commission.	FIT voluntario establecido en 2013. Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Residencial, Agrícola, Nonprofit, Escuelas, Gobierno del Estado, Gobierno Federal, Institucional. Objetivo: 100 MW, dividido en 5 tramos de 15, 20 ó 25 MW. En cada tramo se reservan 4 MW para pequeñas instalaciones (30 kW ≤ Capacity ≤ 150 kW. Período de retribución: hasta 20 años. Retribución(1): producto de un precio base por un multiplicador que varía por temporadas y horas del día, con un máximo de 0,3825 \$/kWh. El precio base disminuye a medida que la capacidad acumulada se acerca al objetivo de 100 MW. LADWP es propietaria de los REC.	https://www.ladwp.com/fit/
NIPSCO-Feed-in Tariff	Indiana	Northern Indiana Pub Serv Co (NIPSCO)	3 kW ≤ Capacity ≤ 1 MW. Solar FV, eólica, hidroeléctrica (nuevas), biomasa, biogás. Las instalaciones deben estar aseguradas y cumplir la normativa de interconexión.	FIT establecido en 2011. Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Residencial unifamiliar y multifamiliar, Agrícola, Nonprofit, Escuelas, Gobierno Local, Gobierno Tribal, Gobierno del Estado, Gobierno Federal, Institucional. Período de retribución: hasta 15 años. NIPSCO es propietaria de los REC.	http://www.nipSCO.com/OurServices/ConnectingtotheGrid.aspx
Consumers Energy-Experimental Advanced Program	Michigan	Consumers Energy Co	Residencial: 1 kW ≤ Capacity ≤ 20 kW; No residencial: 1 kW ≤ Capacity ≤ 150 kW Tecnologías: Solar FV (Solar Program), digestión anaerobia (Anaerobic Digester Program)	FIT establecido en 2009. Aplicable a los sectores Comercial, Industrial, Residencial, Agrícola, Nonprofit, Escuelas, Gobierno Local, Gobierno del Estado, Gobierno Federal, Institucional. Retribución: Solar (residencial): 0,240 \$/kWh (15 años); Solar (no residencial): 0,199 \$/kWh (15 años); Dos opciones para Dig. Anaerobia: 86,00 \$/MWh durante 20 años ó entre 76,39 \$/MWh y 106,39 \$/MWh según calendario entre 2015 y 2038. La utility retiene los REC.	http://www.consumersenergy.com/content.aspx?id=4844
TVA-Green Power Providers	Mississippi	Tennessee Valley Authority (TVA)	0,5 kW ≤ Capacity ≤ 50 kW. Solar FV, biomasa, mini-eólica, mini-hidroeléctrica	FIT voluntario establecido en 2012. Aplicable a los sectores Residencial y Comercial. Período de retribución garantizado: 20 años. Años 1-10: TVA comprará el 100% de la producción a precio de venta+premium 0,02 \$/kWh (el importe premium se revisa anualmente). Años 11-20: los productores recibirán solamente el precio de venta aplicable. Además, los nuevos participantes en el programa, percibirán inicialmente un incentivo de 1.000 \$ para compensar los costes de inversión. TVA es propietaria de los REC.	http://www.tva.com/greenpower/switch/providers/

Tabla 4.3. Programas FIT a nivel de utility en EEUU

Fuente: DSIRE, 2015

En las tablas 4.2 y 4.3 se han mostrado todos los programas catalogados como FIT actualmente en la base de datos DSIRE. Esta misma base de datos incluye más de 50 programas catalogados como Performance Based Incentives (PBI), muchos de los cuales presentan características muy similares a los FIT descritos.

4.3.2.2. Corporate Tax Incentives

4.3.2.2.1. Renewable Energy Production Tax Credit (PTC)

El PTC es un incentivo a nivel federal, definido en la sección 45 del IRS (Internal Revenue Service), que reduce los impuestos federales por ingresos de los propietarios de proyectos de electricidad renovable, proporcionando un crédito fiscal de 10 años ajustado a la inflación. En 2014, este crédito era de 0,023\$ por cada kWh de electricidad generado con energía eólica (esta cantidad varía según la tecnología renovable) durante los primeros 10 años de operación de la instalación.

Aunque el PTC se aplica a varias tecnologías renovables, ha sido un incentivo clave para el desarrollo de la energía eólica en EEUU.

Establecido por primera vez en el *Energy Policy Act de 1992*, hasta ahora el PTC ha sufrido varias enmiendas. Además, en varias ocasiones el PTC ha expirado, dejando de estar en vigor durante un lapso de tiempo para posteriormente volver a instaurarse, extendiéndose de nuevo su vigencia a corto plazo.

La figura 4.16 ilustra las consecuencias de estos ciclos de expiración-extensión, así como la importancia histórica del PTC en el desarrollo de la energía eólica en EEUU. En los años 2000, 2002, 2004 y 2013 se produjeron los lapsos de tiempo (de entre 2 días y 9 meses de duración) en los que el PTC no estuvo en vigor. En estos años disminuyó considerablemente la potencia eólica instalada (y consecuentemente, la actividad y el empleo en la industria eólica), para volver a aumentar notablemente con la posterior extensión del período de vigencia. Actualmente el PTC no está en vigor. La última expiración se produjo a finales de 2014.

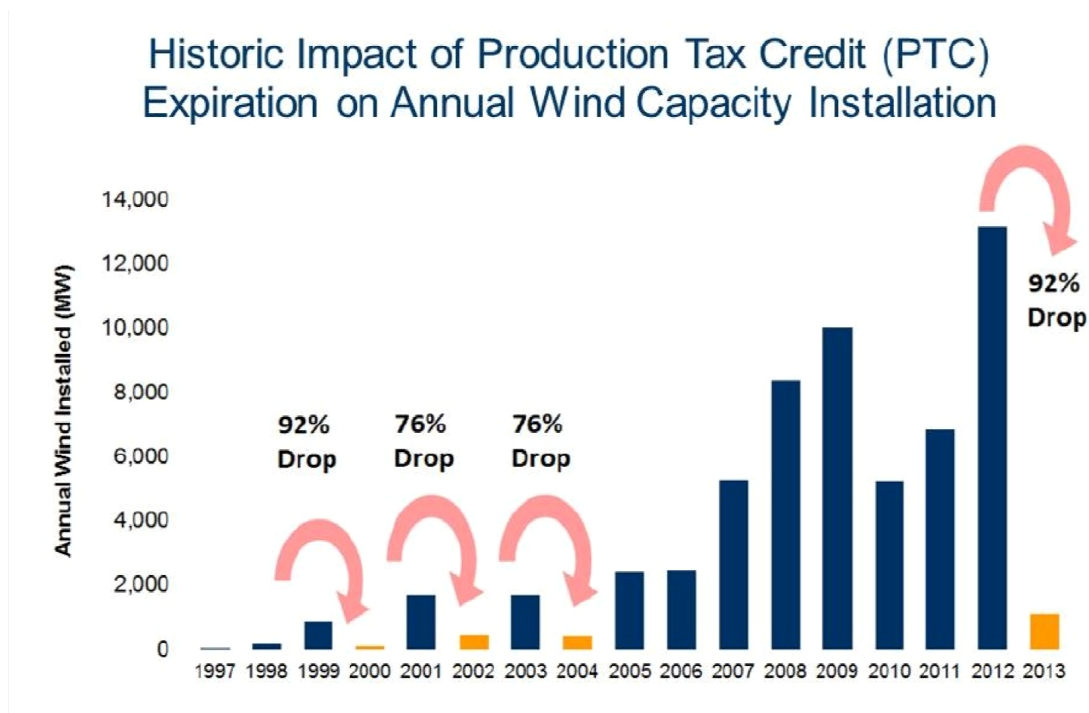


Figura 4.16. Impacto histórico del PTC en la potencia eólica instalada

Fuente: Simmons et al., 2015

Aunque además del PTC ha habido otros factores que han podido contribuir al crecimiento de la energía eólica en EEUU (tales como el creciente número de políticas energéticas estatales, las variaciones de precio de los combustibles fósiles o las mejoras en las tecnologías renovables), la experiencia histórica reflejada en la figura 4.16, sugiere que el PTC ha sido crucial y los períodos de incertidumbre experimentados por el mismo, han influido de forma significativa en la actividad del sector eólico.

4.3.2.2.2. Business Energy Investment Tax Credit (ITC)

La sección 48 del IRS define el ITC. En contraste con el PTC (basado en la producción de electricidad), el ITC está basado en la inversión en un proyecto que genera electricidad. El ITC permite a los propietarios de sistemas solares (para producción de energía eléctrica o térmica) y otras tecnologías, cobrar de una sola vez un crédito fiscal equivalente al 30% del coste de inversión.

Inicialmente, el crédito era del 10% del coste de inversión. El *Energy Policy Act of 2005* aumentó temporalmente el crédito al 30% desde 2006. Posteriormente, el *Emergency Economic Stabilization Act of 2008*, extendió el 30% hasta finales de 2016. En 2017, el crédito volverá a ser del 10%.

Las principales características del ITC son:

- El total del ITC se cobra en el año en el que el proyecto comienza su operación, pero se concede linealmente durante un período de 5 años. Es decir, si el proyecto deja de cumplir los requisitos para el ITC en los primeros 5 años de operación (por ejemplo, si el propietario vende el proyecto antes de 5 años), entonces la parte no concedida es recaptada por el IRS.
- La parte del crédito no utilizada se puede aplazar hasta 20 años.
- El propietario de la instalación, puede ser distinto del propietario del terreno en el que se ubica la misma, por lo que el uso de estructuras de financiación que impliquen algún tipo de leasing es muy frecuente.

Muchos proyectos solares en EEUU se han financiado con el ITC, lo que ha favorecido en gran parte el desarrollo de estas instalaciones.

Aunque el ITC ha sido considerado históricamente como el crédito fiscal de los proyectos solares (mientras que el PTC lo ha sido para los proyectos eólicos), el *American Recovery and Reinvestment Act of 2009* daba a los proyectos eólicos (entre otros) la posibilidad de elegir entre el PTC y el ITC. Además, bajo esta misma regulación, los proyectos elegibles para el ITC (incluyendo por tanto, proyectos solares y eólicos) pueden elegir entre el ITC o una subvención de aproximadamente el mismo valor.

4.3.2.2.3. Depreciación acelerada

La depreciación es un concepto utilizado en contabilidad que refleja la pérdida de valor de activos con el tiempo, reconociendo el desgaste que sufren por el uso. Como la mayoría de los activos de larga vida se deprecian de una u otra forma a efectos fiscales, la depreciación por sí misma no es un incentivo fiscal preferente para proyectos renovables.

Sin embargo, el sistema MACRS (Modified Accelerated Cost-Recovery System) definido en IRS (US Tax Code, Title 26), proporciona normas y calendarios para la depreciación acelerada de inversiones en diversas tecnologías renovables (entre ellas, solar y eólica). La depreciación acelerada sí es un incentivo, puesto que permite a los propietarios de una instalación reducir el periodo de depreciación de la inversión, obteniendo una mayor reducción de los impuestos a pagar durante los primeros años de la instalación.

Por ejemplo, aunque una instalación eólica está diseñada para operar durante 20 años o más, la mayor parte de la instalación (aproximadamente un 90%, incluyendo turbinas, generadores, equipamiento de conexión y de acondicionamiento de potencia, etc.), puede ser depreciada en un período acelerado de 5 a 6 años utilizando el calendario de depreciación acelerada en 5 años de MACRS (5-year MACRS Schedule).

De esta forma, la reducción de impuestos en esos primeros seis años es mucho mayor que si se considerase la depreciación en 20-25 años y se tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo (Bolinger, 2014).

La posibilidad de aplicar el calendario 5-year MACRS es permanente en el US Tax Code. Los proyectos eólicos y solares también tienen la opción permanente de utilizar el calendario 12-year straight-line depreciation en lugar de 5-year MACRS. Para fomentar aún más la inversión, desde 2008, los proyectos puestos en marcha en ciertos intervalos de tiempo, pueden optar por calendarios de depreciación acelerada aún más atractivos basados en bonus del 50% ó 100%. En la tabla 4.4 se muestran estos cuatro calendarios de depreciación, con sus respectivos períodos de aplicación.

La depreciación sirve para reducir o incluso eliminar los gastos anuales en impuestos por ingresos, dado que a efectos fiscales, la depreciación se trata como una deducción de ingresos tributables.

La posibilidad que tienen los proyectos solares y eólicos para acelerar estas deducciones (en comparación con la vida útil del proyecto), permite mayor ahorro de impuestos en los primeros años del proyecto (a expensas de menores ahorros de impuestos en los últimos años), por lo que incrementa el beneficio y el incentivo para invertir, debido al valor del dinero en el tiempo.

Actualmente la depreciación acelerada según el sistema MACRS no está en vigor, expiró a finales de 2014.

	5-Year MACRS	5-Year MACRS +50% Bonus	100% Bonus	12-Year Straight-Line
Eligibility Window	Permanent	1/1/2008-9/8/2010 & 1/1/2012-12/31/2013	9/9/2010-12/31/2011	Permanent
Present Value at 10% Discount Rate	77%	84%	91%	54%
Year 1	20%	60%	100%	4.17%
Year 2	32%	16%		8.33%
Year 3	19.2%	9.6%		8.33%
Year 4	11.52%	5.76%		8.33%
Year 5	11.52%	5.76%		8.33%
Year 6	5.76%	2.88%		8.33%
Year 7				8.33%
Year 8				8.33%
Year 9				8.33%
Year 10				8.33%
Year 11				8.33%
Year 12				8.33%
Year 13				4.17%
Total	100%	100%	100%	100%

Tabla 4.4. Calendario de depreciación acelerada según MACRS

Fuente: Bolinger, 2014

4.4. Comunidades Energéticas Sostenibles en EEUU

En este apartado se describen las características de tres modelos de CES típicas en EEUU.

- Cooperativas eléctricas sostenibles
- CES productoras de energía eólica
- CES productoras de energía solar

4.4.1. Cooperativas eléctricas sostenibles

4.4.1.1. Antecedentes

En los años 30 del siglo pasado, nueve de cada diez hogares en zonas rurales en EEUU no disponían de electricidad. La falta de electrificación en estas zonas hacía que sus habitantes dependieran exclusivamente de la agricultura. Lógicamente, las industrias y los comercios preferían situarse en las ciudades, donde la energía eléctrica se podía adquirir fácilmente.

Para las compañías eléctricas resultaba muchos menos rentable dar servicio a las zonas rurales que a las urbanas, debido fundamentalmente a que en zonas rurales la población

está más dispersa y la orografía es más desfavorable. Además, un gran porcentaje de la demanda en zonas rurales es para uso residencial, que suele ser menor y más cambiante a lo largo del día.

Las cooperativas eléctricas fueron creadas en 1936 mediante el *Rural Electrification Act*, con el objetivo de suministrar electricidad a las zonas a las que las IOUs no daban servicio (Greer, 2003). Ese mismo año, se puso en marcha la *Rural Electrification Administration (REA)*. En la década siguiente, el número de cooperativas eléctricas rurales fue aumentando progresivamente y en 1953, el 90% de las granjas estadounidenses disponían de electricidad.

Hoy día, el 99% de las granjas cuenta con servicio eléctrico. La mayor parte de la electrificación rural procede de cooperativas locales que comenzaron pidiendo fondos a la REA para construir líneas eléctricas y dar servicio sin ánimo de lucro. Actualmente la REA es el *Rural Utilities Service (RUS)* y forma parte del *US Department of Agriculture*.

4.4.1.2. Características de las cooperativas eléctricas

Las principales características de las cooperativas eléctricas se enumeran a continuación (NRECA, 2015):

- Son utilities privadas, independientes y sin ánimo de lucro.
- Son propiedad de los consumidores a los que sirven.
- Se establecen para proporcionar electricidad a precio de coste.
- Están gobernadas por juntas directivas elegidas por sus miembros.
- Su filosofía está basada en los “siete principios cooperativos”: adhesión abierta y voluntaria, gestión democrática, participación económica de los socios, autonomía e independencia, educación, formación e información, cooperación entre cooperativas, interés por la comunidad.
- Se rigen por las leyes del estado al que pertenecen (aunque no todos los estados regulan las cooperativas).
- Están exentas de impuestos federales siempre que el 85% de sus ingresos procedan de sus miembros.

- Suelen estar fuertemente comprometidas con sus correspondientes comunidades. Fomentan la mejora de la calidad de vida de sus miembros mediante proyectos de desarrollo económico y revitalización, creación de empleo, mejora de los sistemas de agua y saneamiento, así como servicios de salud y educación.
- Según la actividad que desarrollan, las cooperativas eléctricas se clasifican en dos grandes grupos:
 - **Cooperativas de distribución:** son propietarias y operadoras de la infraestructura de distribución utilizada para entregar la energía eléctrica a sus consumidores.
 - **Cooperativas de generación y transmisión (G&Ts):** Proporcionan electricidad al por mayor a las cooperativas de distribución, bien mediante su propia producción o bien comprando electricidad en nombre de las cooperativas de distribución.

Las primeras cooperativas eléctricas eran de distribución. Hasta mediados de los años 50 del siglo pasado, las cooperativas de distribución compraban la electricidad a compañías privadas o federales. Sin embargo, conforme se incrementaban las necesidades de abastecimiento, vieron la necesidad de encontrar otras fuentes fiables y más baratas. De esta necesidad surgieron las cooperativas G&T.

Generalmente, las cooperativas de distribución están sujetas a contratos de compra de electricidad a largo plazo con cooperativas G&T. Estos contratos implican que, además de asegurar un suministro adecuado, se cumplan una serie de condiciones que hacen que en la práctica, las cooperativas G&T y las de distribución estén verticalmente integradas (aunque teóricamente no lo estén). Por ello, se dice que están quasi-verticalmente integradas.

4.4.1.3. Datos de las cooperativas eléctricas en EEUU

Actualmente, en EEUU existen aproximadamente 900 cooperativas eléctricas, de las cuales un 93% (unas 837) serían cooperativas de distribución y el 7% (63) restante cooperativas G&T.

En el siguiente enlace se pueden encontrar un listado de las cooperativas eléctricas existentes en cada estado de EEUU, así como algunos datos de las mismas (p.e.: número de consumidores):

<http://www.nreca.coop/about-electric-cooperatives/congressional-district-maps/>

Las cooperativas eléctricas en EEUU (NRECA, 2015; EIA, 2015):

- sirven a 42 millones de personas en 47 estados y cerca de 15% de los contadores eléctricos corresponden a sus consumidores.
- poseen 150 billones de dólares en activos (entre cooperativas de distribución y G&T).
- poseen y mantienen unos 4 millones de kilómetros de trazado eléctrico, lo que representa el 42% de las líneas de distribución del país.
- distribuyen el 14% del total de kWh vendidos al año
- generan cerca del 5% del total de la electricidad producida
- emplean a 70.000 personas
- pagan 1,4 billones de dólares de impuestos estatales y locales.

En la tabla 4.5 se indican algunos datos comparativos entre las cooperativas eléctricas y otros tipos de utilities:

PORCENTAJES	Número de organizaciones	Nº de clientes	Ventas (MWh)	Ingresos (\$x1000)
Cooperativas	43,50%	14,94%	14,44%	14,31%
IOUs	10,11%	69,05%	67,06%	67,92%
POUs	46,39%	16,01%	18,50%	17,76%

Tabla 4.5. Comparativa entre cooperativas eléctricas, IOUs y POU. Datos de 2013

Fuente: EIA, 2015

4.4.1.4. Financiación de las cooperativas eléctricas

Para mantener, modernizar y ampliar su infraestructura, las cooperativas eléctricas se financian mediante préstamos y subvenciones. Los préstamos del RUS continúan siendo una colaboración público-privada exitosa que se extiende desde principios del siglo XX. Tanto entonces como ahora, la inversión en cooperativas eléctricas se traduce en una inversión para las comunidades a las que sirven.

Las cooperativas eléctricas rurales dependen de la financiación de las siguientes fuentes:

- RUS (antes REA)
- CoBank

- National Rural Utilities Cooperative Finance Corporation
- U.S. Department of Energy

4.4.1.5. Asociaciones estatales de cooperativas eléctricas

En 38 de los 47 estados en los que las cooperativas operan, asociaciones a nivel de estado proporcionan una única voz que habla en nombre de sus miembros al público general, organismos regulatorios y legislaturas del estado.

Estas asociaciones son dirigidas por representantes de las cooperativas miembro y ofrecen servicios comúnmente demandados. 32 asociaciones estatales publican periódicos o revistas para los consumidores-propietarios de las cooperativas, superando los 8 millones de lectores cada mes.

4.4.1.6. Representación a nivel federal

NRECA (National Rural Electric Cooperative Association) representa los intereses de las cooperativas eléctricas a nivel federal. NRECA proporciona representación legal y regulatoria, seguros médicos, programas de educación y formación, consultoría de negocios, un periódico semanal y una revista mensual.

NRECA y sus cooperativas miembro apoyan la investigación energética y mediambiental. Además, NRECA administra un programa de asistencia técnica en el desarrollo de otros países a nivel mundial.

4.4.1.7. Las cooperativas eléctricas y las energías renovables

NRECA y sus cooperativas miembro apoyan la electricidad renovable. Actualmente, más del 90% de las 900 cooperativas generan o distribuyen electricidad procedente de fuentes renovables, incluyendo eólica, solar, biomasa e hidroeléctrica (NRECA, 2015).

La mayor parte de los recursos renovables de la nación se localizan en zonas rurales. Las cooperativas eléctricas rurales, sin ánimo de lucro y enfocadas al consumidor, son organizaciones adecuadas y están situadas en zonas ideales para aprovechar estos recursos.

Como se puede ver en las figuras 4.17 y 4.18, en la última década las cooperativas eléctricas han experimentado un notable crecimiento en energías renovables.

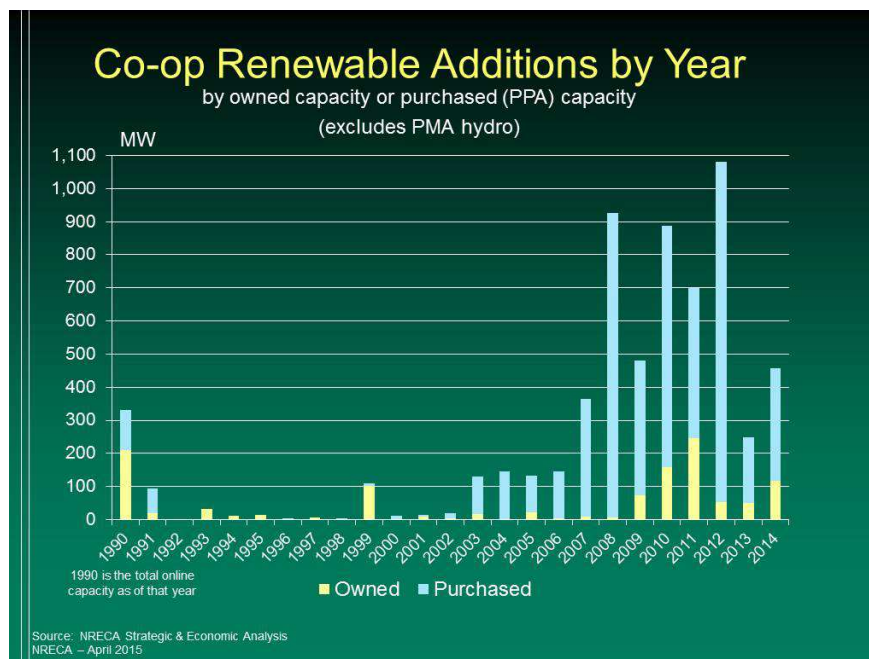


Figura 4.17. Evolución de la capacidad añadida anualmente de energías renovables

Fuente: NRECA, 2015

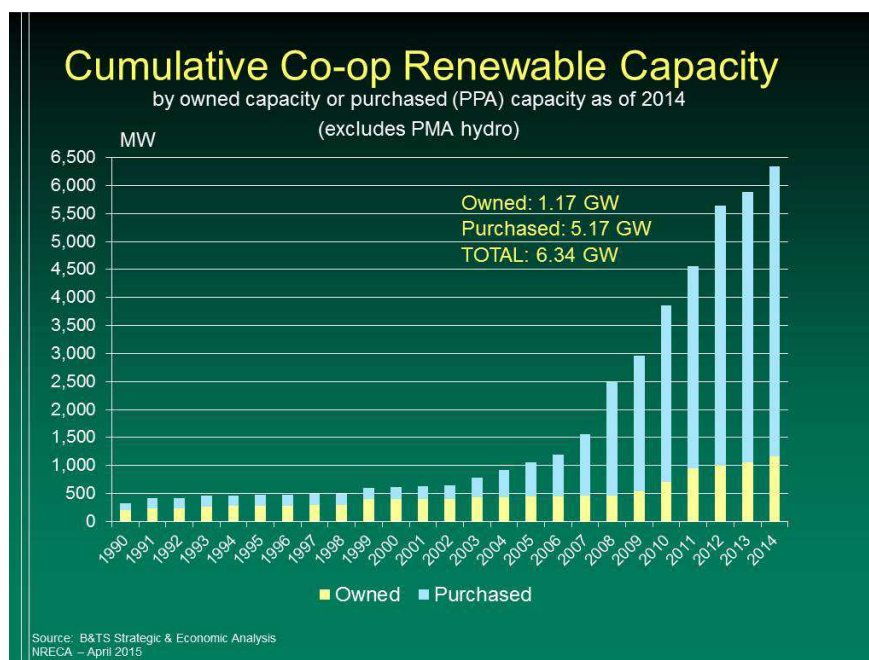


Figura 4.18. Evolución de la capacidad acumulada de energías renovables

Fuente: NRECA, 2015

Las cooperativas eléctricas poseen 1,2 GW de capacidad renovable y tienen contratos de compra de electricidad a largo plazo (PPAs: Power Purchase Agreements) por casi 5,2 GW, lo que supone un total de 6,4 GW (adicionales a los aproximadamente 10 GW de contratos de preferencia con instalaciones hidroeléctricas federales). Incluyendo la

electricidad procedente de las hidroeléctricas federales, las cooperativas poseen o compran aproximadamente el 10% de la capacidad renovable de la nación.

Actualmente, cerca del 95% de las cooperativas de distribución ofrecen la posibilidad de consumir electricidad renovable a 40 millones de estadounidenses.

El IRS ha aprobado un presupuesto de 900 millones de dólares destinado al desarrollo de las energías renovables en las cooperativas energéticas.

En la figura 4.19, se muestra un mapa interactivo de cooperativas eléctricas que generan, compran o suministran electricidad renovable. Los puntos azules representan cooperativas de distribución y los puntos rojos cooperativas G&T. Pinchando en cualquiera de ellas, se muestran los datos relativos a electricidad renovable de esa cooperativa. Se accede a través del enlace: <http://www.nreca.coop/wp-content/plugins/nreca-interactive-maps/RenewableEnergy/index.html>



Figura 4.19. Mapa interactivo de energías renovables en cooperativas eléctricas

Fuente: NRECA, 2015

En el mapa de la figura 4.20 se muestra la ubicación de las cooperativas eléctricas que tienen proyectos solares en marcha o en proyecto.

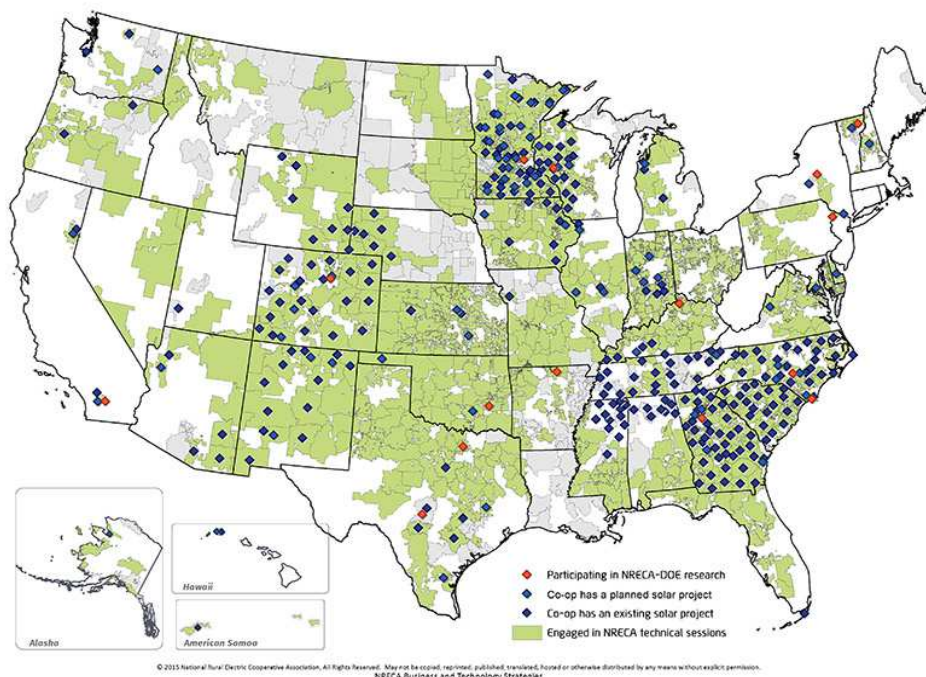


Figura 4.20. Cooperativas eléctricas con una instalación de energía solar en marcha o en proyecto

Fuente: NRECA, 2015

4.4.1.8. Las cooperativas eléctricas y la eficiencia energética

Tradicionalmente las cooperativas eléctricas han promovido la eficiencia energética como forma de ahorro en la factura eléctrica. Actualmente, muchas cooperativas pretenden maximizar la eficiencia en el consumo de sus miembros y de sus propias operaciones (NRECA, 2015).

Las cooperativas eléctricas creen que la eficiencia energética, el ahorro y la gestión de la demanda pueden contribuir a disminuir los costes energéticos para el consumidor, desplazar la demanda pico, alcanzar los objetivos de suministro de electricidad y mantener relaciones positivas con el consumidor.

Como datos relevantes, cabe destacar que en EEUU:

- El 96% de las cooperativas eléctricas operan un programa de eficiencia energética
- El 70% ofrecen incentivos financieros para promover la eficiencia energética
- El 73% planifican ampliar programas de eficiencia energética existentes en los próximos dos años.

Además, NRECA es miembro de la red *State and Local Energy Efficiency Action Network*, una iniciativa del *US Department of Energy* que proporciona a los decision-

makers estatales y locales herramientas y recursos para ayudarles a alcanzar todos los objetivos de eficiencia en 2020.

4.4.1.9. Las cooperativas eléctricas y las smart grids

En toda la nación, las cooperativas eléctricas rurales están implementando tecnologías avanzadas de comunicación y automatización para mejorar sus servicios, aumentar su fiabilidad y contribuir a que sus miembros controlen los costes de electricidad. Según la *Federal Energy Regulatory Commission (FERC)*, las cooperativas eléctricas lideran el sector AMI (Advanced Meter Infrastructure) (NRECA, 2015).

Como datos relevantes, cabe destacar:

- La penetración de contadores avanzados en cooperativas supera el 31%. Este porcentaje es superior al del país en conjunto (23%).
- Aproximadamente la mitad de las cooperativas han instalado alguna AMI.
- El 30% de las cooperativas con AMI/AMR (Automatic Meter Reading) han comenzado a integrar sus sistemas de medida avanzada con otros sistemas, tales como sistemas de gestión de cortes en el suministro, sistemas de información al consumidor y sistemas de información geográfica.
- Más de 50 cooperativas y distritos públicos de electricidad en 15 estados están recibiendo 215,6 millones de dólares en subvenciones del U.S. Department of Energy.
- *U.S. Department of Energy* ha destinado un fondo de 215,6 millones de dólares para cooperativas y distritos eléctricos públicos.
- Además, *U.S. Department of Energy* ha invertido 33,9 millones de dólares en un proyecto de demostración dirigido por NRECA's Cooperative Research Network. El proyecto no es un solo estudio, sino un portafolio de proyectos de investigación centrados en Smart Grids.

En la figura 4.21, se muestra un mapa interactivo de cooperativas eléctricas tienen instalada alguna AMI o AMR. Los puntos azules representan cooperativas de distribución y los puntos rojos cooperativas G&T. Pinchando en cualquiera de ellas, se muestran los datos relativos a esa cooperativa. Se accede a través del enlace:

<http://www.nreca.coop/wp-content/plugins/nreca-interactive-maps/SmartGrid/index.html>



Figura 4.21. Cooperativas eléctricas con alguna AMI o AMR

Fuente: NRECA, 2015

4.4.1.10. Cooperativas eléctricas consideradas CES: Cooperativas eléctricas sostenibles

Teniendo en cuenta la definición de CES, la descripción de las cooperativas eléctricas y los datos relativos a energías renovables, eficiencia energética y smart grids presentados en apartados anteriores, se puede concluir que existen suficientes argumentos para considerar que **la gran mayoría de cooperativas eléctricas en EEUU (más del 95%) pueden ser consideradas CES.**

4.4.2. CES productoras de energía eólica

Según Bolinger, M. (2004), los proyectos “community wind” (CWP: Community Wind Project) se caracterizan por:

- participación local (locally-owned): uno o varios miembros de la comunidad local invierten directamente en el proyecto (100% de participación o menos). Se incluyen varios tipos de comunidades, tales como colegios, comercios, explotaciones agrícolas/ganaderas, etc.
- turbinas a escala utility (utility-scale turbines): Potencia > 100 kW.
- la electricidad producida puede destinarse a autoconsumo, venta o ambos.

Estos autores no consideran CWP los que pertenecen a Publicly-Owned Utilities (POU).

El concepto de CWP para la AWEA (American Wind Energy Association) es algo más amplio e incluye proyectos con $P < 100$ kW y los que son propiedad de POU.

4.4.2.1. Datos de las CES productoras de energía eólica

Como muestra la figura 4.4, la potencia eólica instalada en EEUU se ha incrementado notablemente en los últimos años, pasando de 2.578 a 61.110 MW entre 2000 y 2013, siendo la tecnología de producción eléctrica renovable que mayor aumento ha experimentado.

Con este crecimiento, muchos agricultores se han interesado en instalar aerogeneradores en sus tierras. Simplemente por albergar turbinas eólicas en sus terrenos, pueden percibir unos ingresos anuales que en algunos casos incluso superan a los propios de sus actividades agrícolas y/o ganaderas. Sin embargo, los ingresos en concepto de alquiler de terreno a los promotores de proyectos eólicos, son mucho menores que los que podría obtener un agricultor si fuese propietario de las turbinas, ya sea a nivel individual o conjuntamente con otros miembros de su comunidad.

Como contrapartida, la propiedad de las instalaciones implica muchos más riesgos, ya que los proyectos eólicos requieren una gran inversión inicial, supervisar (aunque no necesariamente asumir) la construcción, operación y mantenimiento, así como tener en cuenta que la velocidad del viento puede ser menor de la prevista, afectando negativamente al rendimiento de la instalación.

A pesar de estos riesgos, en la última década ha existido un interés creciente entre los agricultores/granjeros (especialmente en las zonas con mayor potencial eólico como Minnesota, Wisconsin o Iowa) en ser propietarios de este tipo de instalaciones, debido principalmente a dos factores (Bolinger et al, 2005):

- Varios países del norte de Europa (incluyendo Alemania, Dinamarca, Suecia y Reino Unido), han demostrado que sus modelos de CES productoras de energía eólica han funcionado bastante bien.
- En EEUU, tanto a nivel federal como en varios estados se han proporcionado incentivos dirigidos específicamente a proyectos eólicos en el sector agrícola. En algunos casos, estos incentivos han sido suficientes para hacer que estos proyectos sean económicamente viables.

En la figura 4.22, se muestra la evolución de la potencia instalada (MW) en proyectos eólicos CWP.

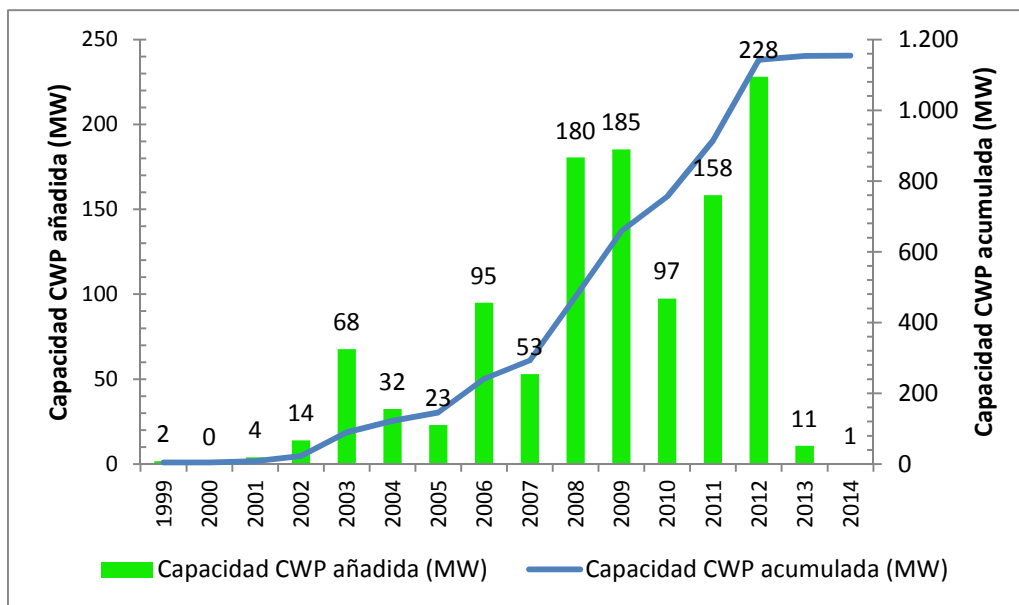


Figura 4.22. Evolución de la potencia instalada en proyectos eólicos CWP

Fuente: DOE, 2015

En la figura 4.23, se muestra la evolución de la potencia eólica añadida (MW) por tipo de productor.

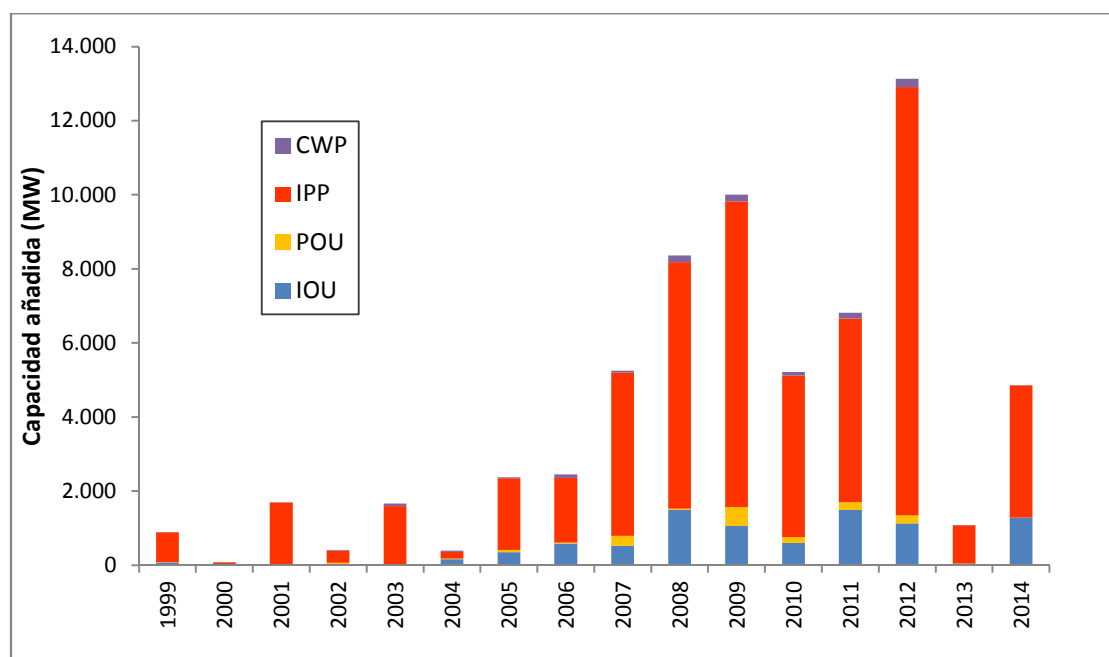


Figura 4.23. Evolución de la potencia añadida anualmente por tipo de productor

Fuente: DOE, 2015

Actualmente el mercado “community wind” en EEUU representa solamente un 2% del mercado eólico en este país. Sin embargo, a pesar de su pequeño tamaño, ha tenido una gran relevancia para todo el sector eólico. El sector “community wind” en Estados

Unidos ha servido históricamente como campo de pruebas o laboratorio de experimentación para:

- Fabricantes de turbinas eólicas que tratan de introducirse en el amplio mercado eólico estadounidense (p.e.: Suzlon, DeWind, Americas Wind Energy, Goldwin)
- Nuevas estructuras de financiación de proyectos eólicos

4.4.2.2. Estructuras de financiación de las CES productoras de energía eólica

A la hora de desarrollar un proyecto CWP, hay que tener en cuenta diversos aspectos técnicos, financieros, regulatorios y de mercado. Una de las elecciones más determinantes es la estructura de propiedad/negocio. Entre varias estructuras legales que pueden ser potencialmente empleadas para financiar, ejecutar y ser propietarios (al menos en parte) de la instalación, los miembros de una comunidad deben seleccionar la que mejor se adapte a sus circunstancias (Estado en el que se ubique el proyecto, nivel de renta de los miembros, incentivos aplicables...) y a las características del proyecto.

Teniendo en cuenta que los proyectos eólicos requieren una gran inversión inicial, de cara a su financiación, los diversos modelos de negocio se diseñan tratando de maximizar los incentivos federales y estatales aplicables a estas instalaciones, de forma que se optimice su rentabilidad y se cumplan (o incluso, se excedan) las expectativas de retorno de inversión.

Dado que estos incentivos han variado en la última década, las estructuras de negocio más comunes para CWP han evolucionado. En este apartado, describiremos varios modelos de financiación típicos en dos etapas diferentes:

1ª etapa:

Modelos de financiación más utilizados tradicionalmente, cuando se recurría principalmente a dos incentivos aplicables a nivel federal: PTC (Production Tax Credit) y depreciación acelerada. En esta primera etapa, las estructuras de propiedad se diseñan tratando de superar, en la medida de lo posible, las barreras que estos dos incentivos presentaban para las CWP.

2ª etapa:

Nuevos modelos utilizados recientemente, aproximadamente a partir de 2010, debido a algunos cambios en el PTC que favorecieron la entrada en proyectos CWP de un mayor número de inversores potenciales.

4.4.2.2.1. 1ª etapa. Modelos tradicionales de financiación de CWP

Aunque el PTC y la depreciación acelerada han sido fundamentales en el desarrollo de la energía eólica en EEUU, presentan varias limitaciones para inversiones de CES y para muchos inversores individuales. Las grandes corporaciones han tenido mucha más facilidad para aprovechar al máximo estos incentivos.

La mayoría de los proyectos CWP se han financiado tradicionalmente utilizando alguna de estas dos estructuras: Multiple local owner y Partnership Flip Structures. Ambas están pensadas para sortear las limitaciones que los incentivos federales PTC y AD presentaban para organizaciones estructuradas como cooperativas y para muchos inversores individuales (Bolinger, et al, 2006):

- Al ser incentivos del tipo Corporate Tax Credit, están basados en la reducción de impuestos, por lo que solamente pueden percibirlos entidades con obligaciones fiscales. Por tanto, entidades exentas de impuestos federales, tales como POUs o cooperativas eléctricas, no son elegibles.
- Para beneficiarse al máximo de estos incentivos, el propietario debe tener una obligación fiscal sustancial y no estar sujeto a AMT (Alternative Minimum Tax). Las estipulaciones de AMT junto con la necesidad de gran responsabilidad fiscal a nivel federal, es probablemente la principal causa de que la propiedad de gran parte de la potencia eólica instalada en EEUU se concentre en unos pocos inversores corporativos, tales como Florida Power & Light, American Electric Power, PacifiCorp o Shell.
- El IRS (Internal Revenue Service) considera inversores pasivos posiblemente a la mayoría de los inversores en un proyecto eólico colectivo, lo que significa que las pérdidas por depreciación del proyecto sólo se pueden compensar con ingresos pasivos y el PTC solamente podrá compensar responsabilidad fiscal generada por ingresos pasivos. No se consideran pasivos los ingresos por intereses o dividendos.

Como es difícil que el proyecto eólico por sí mismo genere ingresos en los primeros años (debido en gran parte a la depreciación acelerada, que genera importantes pérdidas en los primeros años), serán necesarios ingresos pasivos adicionales procedentes de fuentes distintas del proyecto (por ejemplo, alquiler) para aprovechar de forma eficiente los incentivos PTC y depreciación acelerada relacionados con el proyecto.

Esta condición limita aún más el número de inversores potenciales, puesto que es difícil encontrar inversores individuales que tengan suficientes ingresos pasivos (que no procedan del proyecto). No obstante, los agricultores y granjeros pueden tener algunos ingresos pasivos procedente de alquiler de maquinaria o terrenos.

- Para percibir el PTC, la entidad debe ser propietaria de la instalación y vender la electricidad a un tercero. Esta condición excluye a instalaciones destinadas (totalmente o en parte) a autoconsumo. Además, obliga a buscar un contrato de venta de electricidad (PPA: Power Purchase Agreement) a largo plazo.

4.4.2.2.1.1. Estructuras Multiple Local Owner

Uno o varios agricultores/ganaderos conciben un proyecto eólico común y buscan inversores entre la comunidad local. Para ello, constituyen una LLC (Limited Liability Company) en la que estos inversores pueden comprar acciones. Además, la LLC solicita un crédito en un banco local o, en algunos estados, a través de un programa de préstamos destinados a energías renovables.

La LLC vende electricidad a una utility mediante un contrato de compra de electricidad (PPA) negociado a largo plazo. Los inversores se reparten los ingresos obtenidos y los beneficios fiscales (si son capaces de captarlos) proporcionalmente al nivel de inversión en el proyecto.

Aunque este sistema parece bastante claro y simple, presenta varias barreras:

a) Cumplimiento con las leyes relativas a “Securities”:

Estas leyes, establecidas en el *Securities Act (1993)*, están orientadas a proteger al público de inversiones fraudulentas.

Las acciones de un proyecto CWP que se ofrecen al público serán muy probablemente consideradas “securities”, tanto por las leyes federales como por las estatales. Las

securities deben ser registradas a nivel federal en la *Securities and Exchange Commission*. Los estados establecen requisitos similares.

El registro requiere que el ofertante divulgue información detallada sobre la security ofertada, a menudo mediante un prospecto o folleto. Registrar securities suele ser muy costoso. Aunque es necesario pagar unas cuotas, éstas pueden ser irrisorias en comparación con el coste de la asistencia legal necesaria para realizar este trámite (puede llegar a ser de varios cientos de miles de dólares).

Afortunadamente, la *Securities and Exchange Commission* reconoce que el proceso de registro puede tener una carga financiera y administrativa difícilmente asumible por pequeños negocios, por lo que ha creado normas para que ciertas transacciones de securities estén exentas de registro. Del mismo modo, la mayoría de los estados tienen normas que permiten ciertas exenciones en la obligación de registro.

Sin embargo, las exenciones estatales y federales pueden no estar bien coordinadas, lo que hace más difícil eludir el registro. Además, el proceso legal necesario para solicitar una exención de registro puede llegar a costar decenas de miles de dólares.

Para aliviar la carga del cumplimiento de las leyes relativas a securities, muchos proyectos pequeños utilizan un tipo de exención a las obligaciones de registro denominada “private placement”. Para cumplir los requisitos de esta exención, es necesario poner límites en el tipo de inversores (en base a activos o ingresos y a conocimientos/experiencia en negocios y finanzas) y en la forma de conducir la oferta (p.e.: no publicarla).

Los límites precisos de las exenciones del tipo private placement no están definidos en la norma (US Securities and Exchange Commission, 2015). Conforme el número de inversores aumenta y su relación con la compañía y su gestión es más lejana, es más difícil demostrar que la oferta puede acogerse a esta exención. Si una compañía ofrece securities a una sola persona que no cumple los requisitos necesarios, la oferta completa podría violar las normas del Securities Act. (DOE SunShot Initiative, 2012).

El resultado es que se limita el número de individuos con un nivel de ingresos medios que pueden invertir en un proyecto colectivo de producción eléctrica renovable. Si un proyecto está diseñado para producir la cantidad de electricidad necesaria para el

consumo de sus participantes, las emisiones de securities pueden limitar el tamaño del proyecto.

Por ejemplo, un private placement limita el número de inversores “no acreditados” a 35 o menos. Una instalación solar de 1 MW, por el contrario, podría servir a más participantes (entre 300 y 500). Por tanto, los promotores de un proyecto deben considerar detenidamente cómo conciliar el mecanismo de financiación con el tamaño del proyecto, el número de participantes y el tipo de participantes.

b) Normas de la actividad pasiva:

En la mayoría de los casos, una inversión individual en un CWP será considerada pasiva según las normas de la actividad pasiva del IRS, según las cuales solamente los impuestos generados por ingresos pasivos pueden ser compensados con créditos fiscales o pérdidas (por depreciación).

La mayoría de los inversores individuales tienen ingresos no pasivos (salarios, comisiones, etc.). Los intereses, dividendos, anualidades o royalties, no son ingresos pasivos ya que el IRS los excluye explícitamente de la categoría de ingresos pasivos.

Los ingresos pasivos solamente se pueden generar con actividad pasiva. Solamente existen dos fuentes de ingresos pasivos: actividades de alquiler o negocios en los que el contribuyente no participa activamente.

La “participación” se refiere generalmente a trabajo realizado dentro de una actividad en la que el contribuyente posee un interés. Para que se considere que un individuo participa materialmente en la actividad (en este caso, la operación de un proyecto eólico), éste debe participar regular, continua y sustancialmente en esta actividad. Es muy probable que la mayoría de los participantes en un CWP no cumplan este requisito, lo que significa que serán inversores pasivos que solamente podrán aplicar los incentivos fiscales federales a sus ingresos pasivos.

Normalmente, un proyecto CWP no genera por sí mismo suficientes ingresos pasivos para hacer un uso pleno del PTC y la depreciación acelerada (al menos en los primeros años, debido entre otros motivos, a las pérdidas causadas por la depreciación acelerada).

Por este motivo, cuando una comunidad pretenda utilizar el PTC para financiar un proyecto CWP, es necesario que busque la participación de al menos un inversor con

suficientes ingresos pasivos e importantes obligaciones fiscales. Esa estrategia constituye la base de las estructuras flip.

4.4.2.2.1.2. Estructuras Flip

Una forma de superar la dificultad que encuentran muchos inversores individuales para aprovechar eficientemente el PTC y la depreciación acelerada, es asociarse a un inversor con “tax appetite”, que pueda absorber fácilmente los créditos fiscales.

En la estructura flip, un inversor (p.e.: granjero/propietario de terreno) desea desarrollar un proyecto a escala utility en su terreno, pero no tiene suficientes obligaciones fiscales (o no son estables) como para utilizar eficientemente el PTC y la depreciación acelerada. Para hacer más rentable el proyecto, este inversor local forma una LLC con un socio que sea capaz de absorber fácilmente los incentivos fiscales (inversor estratégico corporativo). Inicialmente, el inversor local posee el 1% de las acciones de la LLC, mientras que el inversor estratégico posee el 99%.

Durante los 10 primeros años del proyecto (periodo de aplicación del PTC), todos los flujos de caja y los beneficios fiscales se reparten entre los socios de forma proporcional al capital invertido (1%-99%). Al partir de los 10 años (o más tarde en caso de que el inversor estratégico necesite más ingresos para amortizar su inversión), la propiedad en la LLC “da la vuelta” (flip) y pasa a repartirse al revés que al inicio, es decir, 99% para el granjero y 1% para el inversor estratégico.

En el momento del “flip”, el inversor corporativo generalmente tiene dos opciones: 1) Mantenerse en la LLC con el 1% de propiedad; 2) Vender ese 1% al inversor local a un precio normal de mercado. Como no hay mucha diferencia económica entre estas dos opciones (se trata solamente del 1%), a menudo el inversor corporativo prefiere permanecer en la sociedad (aunque solo sea para demostrar al IRS la naturaleza a largo plazo de la inversión y que no buscaba simplemente una exención fiscal).

De cualquier forma, después del “flip” el inversor local (habiendo contribuido solamente con un 1% del capital inicial), posee un proyecto eólico a escala utility, libre de deudas y que podría continuar funcionando y generando ingresos sustanciales por lo menos durante diez años más.

4.4.2.2.2. 2ª etapa. Nuevos modelos de financiación de CWP

Desde 2010, muchos proyectos CWP se han financiado vía nuevas y creativas estructuras que impulsan el desarrollo de la financiación de la energía eólica en EEUU. En muchos casos, estas nuevas estructuras van más allá de las estructuras flip standard.

De la misma forma que la estructura flip fue ideada en respuesta a las barreras que presentaba el PTC y la depreciación acelerada (concretamente, la dificultad que tienen la mayoría de los inversores para utilizarlos eficientemente), las nuevas estructuras de financiación surgieron a raíz de cambios en la política de incentivos, concretamente:

- American Recovery and Reinvestment Act of 2009, que permite que varios tipos de instalaciones, entre las que se incluye la eólica, puedan elegir entre aplicar el ITC o una subvención del 30% (“cash grant”) en lugar del PTC. Esta flexibilidad confiere a los proyectos eólicos las siguientes ventajas:
 - Por primera vez, los proyectos eólicos pueden utilizar estructuras de financiación que impliquen algún tipo de leasing, ya que ni el ITC ni la subvención del 30% están sujetas al requerimiento del PTC por el que el propietario del proyecto debe ser también el operador del proyecto. Esto permite la utilización de estructuras lease/saleback
 - Tanto el ITC como el “cash grant” reducen el riesgo debido a un mal funcionamiento de la instalación, ya que son incentivos basados en la inversión y no en la producción.
 - En el caso de utilizar el cash grant del 30%, se reduce bastante (aunque no totalmente) la necesidad de “tax appetite” entre los propietarios.
- Section 6108 of the 2008 Farm Bill, que permite que el US Department of Agriculture conceda préstamos a proyectos de generación renovable que no procedan del ámbito rural (hasta entonces, este organismo solamente podía conceder préstamos a proyectos de generación renovable en el ámbito rural).

Todos estos cambios son beneficiosos para todos los proyectos eólicos, particularmente para los CWP.

Algunos ejemplos de proyectos que utilizan nuevas estructuras de financiación surgidas a raíz de estos cambios son:

- Fox Islands Wind, LLC (Maine). 4,5 MW
- Ridgewind Power Partners, LLC (Minnesota). 25,3 MW
- South Dakota Wind Partners, LLC (South Dakota). 10,5 MW.
- Coastal Energy Project, LLC (Washington). 6 MW
- PáTu Wind Farm, LLC (Oregon). 9 MW

Las estructuras de financiación de la mayoría de estos proyectos son las “primeras de su clase” y pueden servir como ejemplos útiles para otras instalaciones, tanto comerciales como community.

A continuación se describen los proyectos Ridgewind Power Partners, LLC. y Fox Islands Wind, LLC. Más detalles de estos dos proyectos, así como de los otros tres restantes se pueden encontrar en Bolinger (2011).

4.4.2.2.2.1. Caso de estudio. Ridgewind Power Partners, LLC.

El proyecto Ridgewind se localiza en Buffalo Ridge en Pipestone (Minnesota). Consta de 11 turbinas Siemens de 2,3 MW, que suman un total de 25,3 MW instalados. El proyecto comenzó a operar a finales de 2010.

La instalación fue desarrollada por Project Resources Corporation (PRC) mediante la SPE (Special Purpose Entity) Ridgewind Power Partners, LLC. La energía eléctrica y los RECs generados por el proyecto se venden a la compañía Xcel Energy, según un contrato a 20 años.

Union Bank (ubicado en California) proporcionó 51 millones de dólares para su construcción. Esta cantidad se recupera en cuanto comienza la operación comercial de la instalación, mediante la venta de activos a una filial de Union Bank.

Ridgewind Project Partners, LLC alquila, administra y opera la instalación durante 20 años (sale/leaseback financing). PRC implementó el programa *Minnesota Windshare*, mediante el cual abre una parte de Ridgewind Power Partners, LLC a inversores locales una vez el proyecto está funcionando.

La filial de Union Bank (arrendador) se beneficia de la subvención del 30% del coste del proyecto (cash grant), del 100% de las deducciones por depreciación acelerada y de los pagos que percibe por el alquiler (lease payments).

Los beneficios de Ridgewing Power Partners, LLC (arrendatario) son:

Ingresos por venta de electricidad - costes de operación - alquiler de la instalación

Al final de los 20 años de alquiler (es posible que incluso antes), Ridgewind Power Partners, LLC tendrá la oportunidad de comprar la instalación a la filial de Union Bank.

Éste es el primer caso de financiación sale/leaseback de un proyecto eólico. Antes del *American Recovery and Reinvestment Act of 2009*, no era posible financiar una instalación eólica mediante PTC y leasing, ya que uno de los requisitos para obtener el PTC es que el propietario y el operador del proyecto deben ser la misma entidad. Esta condición es contraria a la definición básica de leasing, que implica a dos entidades separadas: el arrendador (propietario) y el arrendatario (operador). Este requerimiento no existe para el ITC ni para el cash grant de la Section 1603.

Aunque la financiación mediante leasing ha sido muy frecuente durante varios años en el sector solar, algunos inversores tradicionales han cuestionado su potencial para el sector eólico, debido a que el viento presenta mayor variabilidad interanual que la radiación solar (un mal año de viento puede reducir la producción un 10%-15% de lo previsto). Dado que un alquiler requiere que el arrendatario efectúe pagos regulares al arrendador que son independientes de la producción de la instalación, la mayor variabilidad del viento hace que el leasing sea una opción algo arriesgada.

Desde el punto de vista de los CWP, la financiación mediante leasing ofrece varios atractivos:

- Simplicidad: lidiar con una sola entidad que construye y financia permanentemente la instalación simplifica el proceso de financiación.
- El arrendador capta el 100% de los beneficios fiscales, lo que significa que los promotores del proyecto y otros inversores locales no tienen ninguna necesidad de “tax appetite” (en las estructuras flip, el promotor debe tener al menos el 1% de los beneficios fiscales, los utilice o no).

4.4.2.2.2. Caso de estudio. Fox Islands Wind, LLC.

El proyecto Fox Islands Wind se localiza en la isla de Vinalhaven (Maine). Consta de 3 turbinas General Electric de 1,5 MW, que suman un total de 4,5 MW instalados. Toda la electricidad producida se vende, a coste, a la utility que suministra a la propia isla de

Vinalhaven y a su isla vecina, North Haven. Esta utility es la cooperativa eléctrica Fox Islands Electric Cooperative.

Cuando la energía eólica producida no es suficiente para cubrir la demanda eléctrica, la cooperativa compra electricidad en el continente (esta electricidad es transmitida vía cable submarino). Si por el contrario, la energía eólica producida supera la demanda de la cooperativa, el excedente se vende y se transmite mediante este cable al continente. Debido a que la electricidad transmitida desde el continente es bastante cara, el proyecto eólico puede ayudar a esta cooperativa a reducir costes.

El coste de instalación del proyecto eólico se estima en 14,5 millones de dólares (\$3,22/kW). Este elevado coste unitario se puede atribuir principalmente a la logística necesaria para transportar las tres turbinas y el resto de equipos hasta la isla, así como a la falta de economía de escala en un proyecto relativamente pequeño.

En la financiación del proyecto intervienen varios actores:

a) La cooperativa eléctrica Fox Islands, que es la promotora del proyecto. Como la cooperativa es una entidad sin ánimo de lucro exenta de impuestos federales, no puede hacer uso del PTC ni del ITC. Por esta razón, creó una sociedad con ánimo de lucro que fuese propietaria del proyecto: Fox Island Wind, LLC. Inicialmente, la cooperativa era el único miembro de Fox Islands Wind, LLC.

Poco después de que los residentes de la isla autorizaran a la cooperativa a llevar a cabo el proyecto, Fox Islands Wind, LLC recaudó \$350.000 en capital inicial, mediante la emisión de pagarés a inversores privados individuales y fundaciones. Este capital inicial se usó para financiar los estudios legales, medioambientales y de ingeniería necesarios para obtener los permisos requeridos.

2) Cooperative Finance Corporation (cooperativa privada sin ánimo de lucro creada para complementar los programas de préstamos ofrecidos por el RUS (Rural Utilities Service)), concedió un préstamo de \$9.000.000. Como la Cooperative Finance Corporation solamente concede préstamos a cooperativas, la Fox Islands Electric Cooperativa fue nominalmente la prestataria, y pasó las ganancias a Fox Islands Wind, LLC.

3) Diversified Communications (una compañía local de medios de comunicación con sede en Portland), completó la financiación con \$5.000.000 en tax equity investment, a cambio de un 99% de participación en Fox Islands Wind, LLC.

La financiación a largo plazo incluye los \$5.000.000 en acciones de Diversified Communications y \$9.500.000 de préstamo a 20 años del RUS. Este préstamo pagará el préstamo de \$9.000.000 y los \$350.000 (más intereses) de los pagarés. El vehículo para el préstamo a largo plazo fue un préstamo del Federal Finance Bank (FFB) garantizado por el RUS. Debido a la garantía del gobierno, la cuota de interés es muy atractiva.

Una vez que el proyecto comenzó a operar en noviembre de 2009, Diversified Communicatios se beneficiaba de:

- 99% del ITC del 30%
- 99% de la depreciación acelerada.

Diversified Communications mantuvo la propiedad del 99% de Fox Islands Wind, LLC durante 5 años (para no tener que devolver el ITC). En un principio, se pretendía vender esta participación del 99% a la Fox Islands Cooperative una vez pasados esos 5 años.

A día de hoy, Fox Island Cooperatives posee el 10% y Diversied Communications el 90% de las participaciones de Fox Islands Wind, LLC. (EIA, 2015)

4.4.3. CES productoras de energía solar

El número proyectos de producción de energía solar compartidos, también llamados “Community Shared Solar” (CSS), se está incrementando en los últimos años, facilitando el desarrollo y la aceptación de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Una CSS es una instalación solar para producción de energía eléctrica que proporciona electricidad y/o beneficios financieros a múltiples miembros de una comunidad.

Los modelos de negocio CSS presentan diversas ventajas:

- posibilitan que una amplia base de consumidores de energía eléctrica pueda acceder a la energía solar, ya que permite que muchos consumidores que por sí solos no estarían dispuestos a instalar un sistema fotovoltaico en sus hogares o no podrían hacerlo de forma rentable (p.e.: consumidores que no disponen de un espacio adecuado con suficiente radiación, consumidores que viven de alquiler,

consumidores con bajo poder adquisitivo), puedan comprar o alquilar una porción de una instalación solar compartida.

- ofrecen economías de escala a los promotores
- pueden reducir el coste de los programas de incentivos dirigidos a la producción eléctrica renovable mediante energía solar.

Estas ventajas están favoreciendo que un número creciente de utilities, gobiernos locales y grupos comunitarios en EEUU estén promoviendo este tipo de instalaciones. No obstante, en muchos estados existen barreras regulatorias que pueden ralentizar su desarrollo.

4.4.3.1. Modelos de negocio CSS

En esta sección se describen los dos modelos de negocio más frecuentes en CSS:

- Utility-Sponsored Model: una utility posee y/u opera un proyecto que está abierto a la participación voluntaria de sus clientes.
- Special Purpose Entity (SPE) Model: un grupo de individuos se unen para constituir una empresa orientada a desarrollar y financiar una instalación solar.

Además de estos dos modelos, existen otras posibilidades para formar organizaciones que también se podrían considerar comunidades energéticas: compra conjunta de equipos de producción solar, instalaciones propiedad de utilities situadas en los tejados de sus consumidores, cooperativas de servicios solares, etc. No obstante, estas otras opciones no siempre resuelven el problema de dificultad de acceso a la energía solar de muchos consumidores (p.e.: por falta de espacio adecuado en sus residencias).

4.4.3.1.1. Utility-Sponsored Model

Para comunidades cuyos miembros desean organizar un proyecto CSS, la utility local puede facilitarles esta tarea, debido principalmente a que:

- Generalmente, las utilities disponen de la infraestructura legal, financiera y administrativa para organizar una CSS.
- Muchas utilities en EEUU están gobernadas por sus propios clientes y pueden implementar proyectos en nombre de sus miembros (se calcula que aproximadamente un cuarto de la población estadounidense posee su propia compañía eléctrica, a través de cooperativas eléctricas o POU's).

En la mayoría de los proyectos Utility-Sponsored, los clientes de la utility participan en un proyecto solar contribuyendo con una cuota inicial o con pagos regulares. A cambio, estos clientes reciben un pago o crédito en sus facturas eléctricas, que será proporcional a su contribución económica y a la electricidad producida por la instalación solar. De esta forma, el porcentaje de energía generada por cada uno de estos consumidores, es abonado en sus facturas eléctricas como si se tratara de una instalación de autoconsumo situada en su residencia o empresa.

Normalmente, la utility o un tercero son propietarios de la instalación y los clientes participantes no tienen acciones en el proyecto, sino que estos más bien compran derechos para beneficiarse de la energía producida.

En el anexo I se muestra un listado de proyectos CSS utility-sponsored en funcionamiento o planificados, elaborado por IREC (Interstate Renewable Energy Council) (2015).

4.4.3.1.1.1. Aspectos legales y fiscales

A la hora de diseñar y planificar un proyecto CSS según el modelo utility-sponsored, es necesario tener en cuenta lo siguiente:

a) Aprovechamiento de incentivos

El uso que una utility pueda hacer de los incentivos financieros dependerá de sus características particulares. Ciertos tipos de utilities (cooperativas eléctricas, utilities municipales y POU) están exentas de impuestos sobre la renta federales, por lo que no se podrán beneficiar del ITC y de la depreciación acelerada. Sin embargo, estas utilities pueden utilizar CREBs (Clean Renewable Energy Bonds), que no están disponibles para IOUs.

b) Cumplimiento con la regulación relativa a Securities

En el diseño de los mecanismos de participación de sus clientes en un CSS, las utilities deben garantizar el cumplimiento con las regulaciones federales y estatales relativas a Securities. Esto requiere estudiar minuciosamente qué beneficios recibe un cliente-participante a cambio de su contribución financiera al proyecto y cómo se publicita el proyecto.

Por ejemplo, a estos clientes se les puede ofrecer acciones en la instalación solar en sí misma o solamente el derecho a ciertos beneficios por la energía producida (tales como un crédito en sus facturas eléctricas, RECs, o acceso a tarifas eléctricas especiales).

Sin embargo, independientemente de cómo el programas de publicite y dependiendo del estado en el que se ubique, el recibo de créditos en la factura eléctrica u otros beneficios pueden constituir un retorno de inversión, por lo que estaría sometido a las leyes estatales que regulan la oferta y venta de securities.

c) Asignación de incentivos

Además de los incentivos fiscales estatales, un proyecto CSS patrocinado por una utility podría ser elegible para varios programas de incentivos estatales que proporcionen beneficios económicos o ahorros al proyecto. La utility debe considerar si estos beneficios se deben pasar a los clientes participantes, de qué manera y qué implicaciones fiscales tendría para estos clientes.

d) Propiedad de los RECs generados

A menudo, los clientes participantes en un proyecto CSS patrocinado por la utility, desean reivindicar los beneficios medioambientales de utilizar energía solar. Los participantes solo podrán reclamar tal derecho si reciben RECs o la utility retira los RECs en representación de estos clientes.

En cambio, si la utility retiene los RECs por alguna razón (p.e.: para cumplir con el RPS aplicable), solamente la utility podrá realizar reclamaciones medioambientales relacionadas con la instalación solar.

El proyecto CSS deberá considerar y exponer claramente cómo se distribuirán los RECs.

4.4.3.1.1.2. Caso de estudio: Sacramento Municipal Utility District (SMUD):

SolarShares Program

Este programa permite a los clientes de la utility californiana SMUD que no pueden o no quieren adquirir sistemas solares fotovoltaicos, comprar electricidad solar directamente a SMUD, obteniendo beneficios net-metering comparables a los que obtendrían si fuesen propietarios de una instalación de autoconsumo.

Mediante contratos a 20 años, SMUD compra la electricidad generada por sistemas solares fotovoltaicos locales community-scale y después la revende a los clientes que participan en el programa. Los clientes participantes en el programa deben suscribir un acuerdo de compra de acciones (basadas en capacidad), de al menos un año de duración. Para ello, pagan una cuota mensual fija, basada en su consumo de electricidad medio y la cantidad de solar fotovoltaica que quieren suscribir (entre 0,5 y 4 kW).

A cambio de la compra de estas acciones, la electricidad que el cliente participante compra al sistema SolarShares se le abona en forma de créditos en su factura, mediante Virtual Net Metering. Estos créditos tienen un valor equivalente a los créditos recibidos por un cliente que sea propietario de una instalación solar en autoconsumo. En diciembre de 2012, 622 clientes participaban en el programa.

SolarShares comenzó en 2008 con un sistema de 1 MW construido por EnXco (actualmente EDF Renewable Energy, Independent Power Producer) en un terreno alquilado en Wilton. Desde entonces, el sistema produce una media de 1.745 MWh/año. EnXco se beneficia del 30% ITC y de la depreciación acelerada.

4.4.3.1.2. Special Purpose Entity (SPE) Model

Con el fin de aprovechar los incentivos fiscales disponibles para proyectos solares comerciales, los organizadores de una CSS pueden estructurar un proyecto como si se tratase de una instalación comercial. En la mayoría de los estados, existen varias entidades mercantiles que podrían ser adecuadas para CSS. Los principales retos de adaptar estructuras usadas normalmente para proyectos comerciales a proyectos CSS son:

- Enfrentarse a los obstáculos legales y financieros que supone poner en marcha un negocio, obtener capital y repartir beneficios.
- Cumplir con las leyes relativas a securities, lo que implica, entre otras cosas, trabajar dentro de los límites en el número de inversores no acreditados, cuando es conveniente que el proyecto esté exento según las leyes relativas a securities.
- Aprovechar al máximo de los beneficios fiscales cuando los inversores tienen un “tax appetite” limitado y/o falta de ingresos pasivos.
- Mantener la identidad de “proyecto de comunidad” cuando se implica a inversores estratégicos con “tax appetite” que no están habituados a invertir en CES.

- Negociar contratos entre participantes/propietarios, la utility y los propietarios del espacio donde se ubica la instalación.

Dada la complejidad de emprender un negocio de este tipo, no es extraño que muchas SPE creadas para proyectos CSS estén organizadas por otras entidades existentes, con amplia experiencia en la implementación de proyectos de electricidad renovable.

4.4.3.1.2.1. Aspectos legales y fiscales

Para hacer un uso eficiente de los créditos fiscales federales y la depreciación acelerada, es necesario que la entidad inversora tenga importantes ingresos sujetos a impuestos. Además, los inversores pasivos en un proyecto CSS (inversores que no tienen un papel activo en la empresa o en su administración) solamente pueden aplicar el ITC a los impuestos generados por ingresos pasivos.

Es muy probable que la mayoría de los inversores en un proyecto CSS sean inversores pasivos, y muy pocos de ellos tendrán ingresos pasivos. Como consecuencia, la mayoría de estos inversores no podrán aprovechar al máximo los beneficios fiscales federales.

a) Normas de la actividad pasiva

En la mayoría de los casos, una inversión individual en un CSS será considerada pasiva según las normas de la actividad pasiva del IRS, según las cuales solamente los impuestos generados por ingresos pasivos pueden ser compensados con créditos fiscales depreciación.

La mayoría de los individuos tienen ingresos no pasivos (salarios, comisiones, ingresos por autoempleo, etc.).

b) Regulación de las securities

Al igual que ocurre con los proyectos eólicos colectivos, las acciones de un proyecto CSS que se ofrecen al público serán muy probablemente consideradas “securities”, tanto por las leyes federales como por las estatales. Las securities deben ser registradas a nivel federal y estatal, lo que implica procesos legales muy costosos.

Acogerse a una exención del tipo “private placement” tiene el inconveniente de limitar el número de individuos con ingresos medios que pueden invertir en un proyecto colectivo de electricidad renovable.

4.4.3.1.2.2. Modelos de financiación de CSS estructuradas como SPE

4.4.3.1.2.2.1. Self-financing

Es una estructura muy parecida a la estructura Multiple Local Owner usada para proyectos eólicos.

Los miembros de la comunidad invierten en acciones para financiar el proyecto. Sin embargo, para aprovechar al máximo los incentivos fiscales, la comunidad debe tener bastantes miembros con suficiente “tax appetite” para utilizar estos incentivos. Teniendo en cuenta las normas de la actividad pasiva, es evidente que éste no es un objetivo realista para grupos comunitarios de individuos que no suelen tener otras formas de actividad pasiva (aparte del proyecto). Por ello, los organizadores del proyecto tienen dos opciones:

- Hacer el proyecto económicamente viable sin utilizar totalmente los incentivos federales (difícil sin ayuda de otros incentivos)
- Utilizar modelos de financiación más complejos, tales como estructuras flip o sale/leaseback.

4.4.3.1.2.2.2. Estructuras flip

Es una estructura muy parecida a la estructura flip usada para proyectos eólicos. Los miembros de la comunidad se asocian con un inversor estratégico con “tax appetite” en una nueva entidad SPE que posee y opera el proyecto. Inicialmente, la mayor parte de las acciones proceden este inversor estratégico (generalmente, tiene una participación del 99%), el cual percibirá también la mayor parte de los beneficios (venta de electricidad, RECs, incentivos fiscales).

Una vez que el inversor estratégico ha percibido los beneficios fiscales y ha amortizado la instalación, la asignación de beneficios y la mayor parte de la propiedad (aproximadamente el 95%) “dan la vuelta” (flip) y pasan a la comunidad. Como el ITC se concede linealmente en cinco años (aunque se cobre en el primer año de operación), el “flip” no se hace hasta que han pasado los primeros cinco años. De otro modo, el inversor estratégico tendría que devolver parte de los beneficios fiscales.

Después del “flip”, la comunidad tiene la opción de comprar todo o parte de la participación que se queda el inversor estratégico (entre el 1% y el 5%).

4.4.3.1.2.2.3. Estructuras sale/leaseback

La SPE comunitaria (como promotor del proyecto, propietario del terreno donde se ubica o ambos) instala el sistema solar, lo vende a un inversor y después se lo alquila a este inversor. Como arrendataria, la comunidad SPE es responsable de la operación y mantenimiento del sistema solar y tiene derecho a vender o usar la electricidad. A cambio de ello, la comunidad arrendataria paga cuotas regulares al inversor fiscal (arrendador). Los beneficios de la comunidad arrendataria serán:

Beneficios = Ingresos por venta de electricidad - costes de operación - alquiler de la instalación

El inversor tiene derecho a utilizar los incentivos fiscales generados por el proyecto y por las cuotas de alquiler.

Una vez que los beneficios fiscales se han agotado (cinco años en el caso del ITC), la SPE comunitaria tiene la opción de comprar la instalación.

CAPÍTULO 5. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN ALEMANIA

5.1. Evolución de la Energías Renovables en Alemania

La política energética alemana, con el desarrollo de RES como elemento principal, es un caso de éxito y un buen ejemplo para muchos países. Gracias a la introducción y actualización de numerosas medidas desde 1990, el porcentaje de RES en el consumo final de energía se ha incrementado notablemente, pasando de un 2% en 1990 al 12,4% en 2013. En la figura 5.1, se muestra la evolución del porcentaje de RES en distintos usos energéticos.

La evolución más notable se ha dado en la electricidad renovable. El porcentaje de RES en la producción eléctrica, ha pasado del 3,4% en 1990 al 25,4 en 2013 y 27,8% en 2014. Las tecnologías de producción de electricidad renovable que más han crecido han sido la eólica, solar fotovoltaica y la biomasa/biogás (figuras 5.2, 5.3, 5.4).

La Directiva Europea 2001/77/CE (European Parliament, 2001), establecía como objetivo indicativo para Alemania que en 2010 el 12,5% de la producción eléctrica procediese de fuentes renovables. Como se observa en la figura 5.1, en 2010 se alcanzó 17%, con lo cual se superó el objetivo.

En la Directiva Europea 2009/28/CE (European Parliament, 2009), se establecieron como objetivos obligatorios para Alemania en 2020, que el 18% del consumo final de energía y el 35% del consumo de electricidad procedan de fuentes renovables. El gobierno alemán espera superar estos objetivos (19,6% de RES en consumo final y 38,6% de RES en consumo eléctrico), como se indica en el National Renewable Energy Action Plan (Plan de Acción de Energías Renovables alemán).

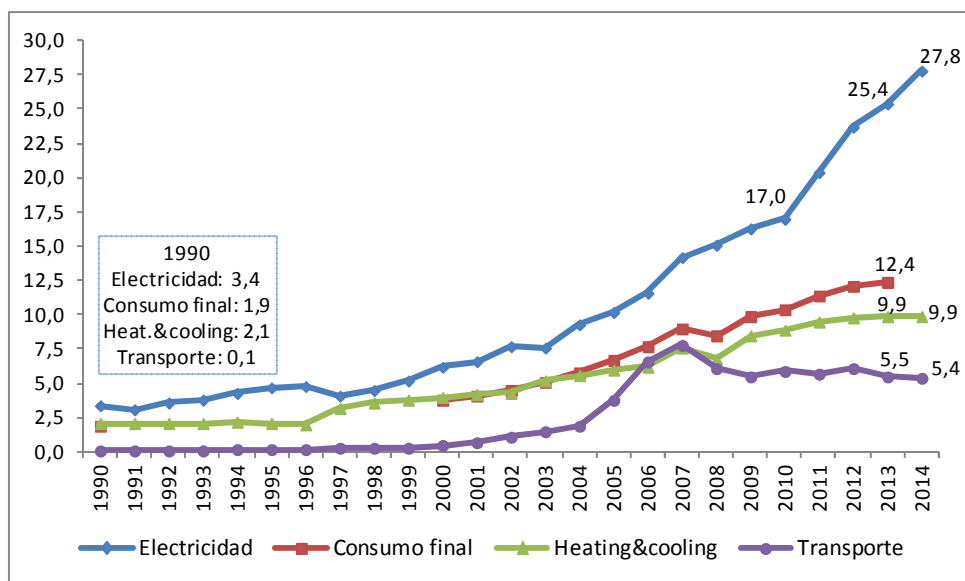


Figura 5.1. Evolución del porcentaje de renovables en el consumo energético en Alemania
Fuente: Eurostat,2015; BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2015

En la figura 5.2, se muestra la evolución de la energía eólica entre 1990 y 2014.

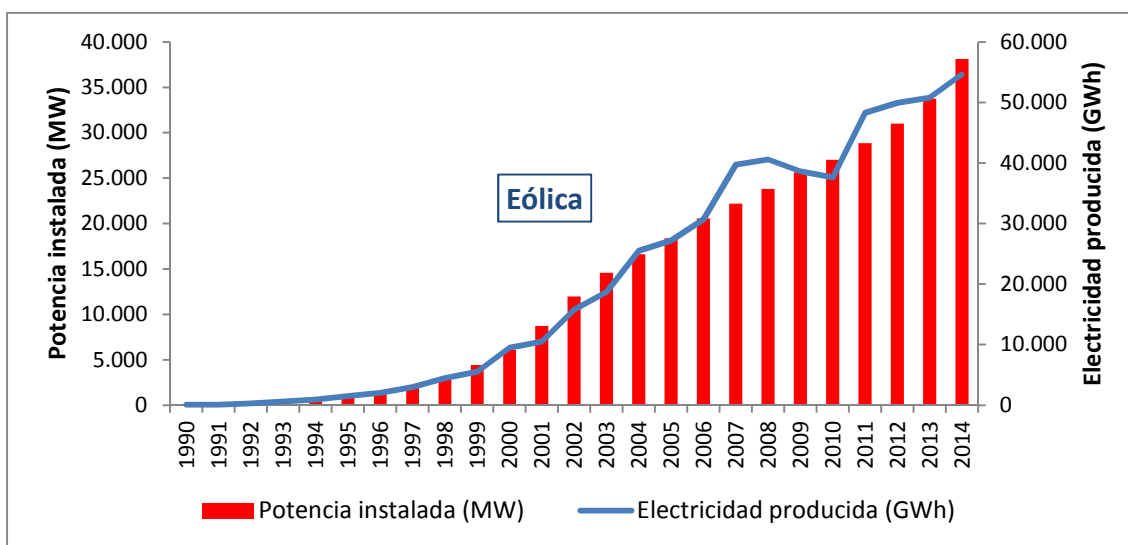


Figura 5.2. Energía eólica en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada
Fuente: BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2015

En la figura 5.3, se muestra la evolución de la energía solar fotovoltaica entre 1990 y 2014.

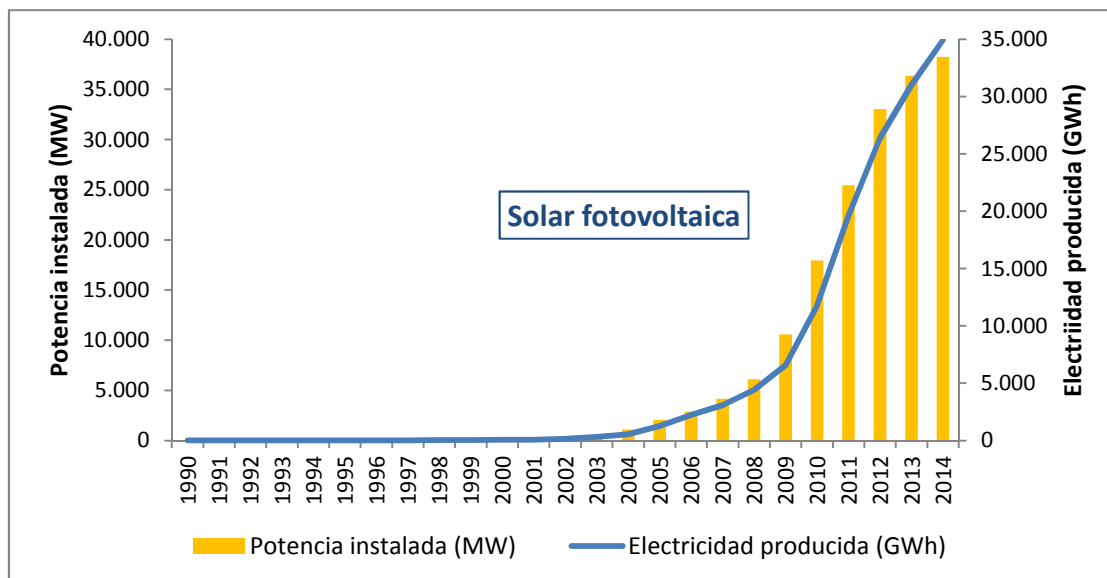


Figura 5.3. Energía solar fotovoltaica en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada

Fuente: BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2015

En la figura 5.4, se muestra la evolución de la biomasa y el biogás para producción de electricidad entre 1990 y 2014.

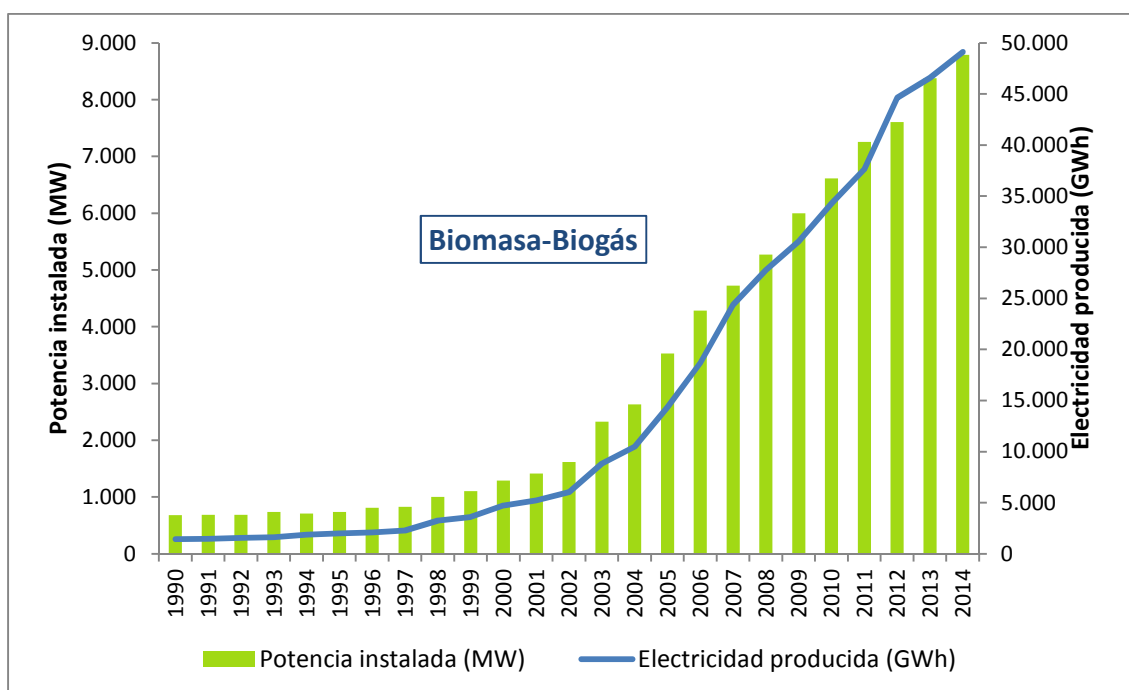


Figura 5.4. Biomasa-biogás (electricidad) en Alemania. Evolución de la potencia instalada y la electricidad generada

Fuente: BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2015

5.2. Marco legal para el fomento de las energías renovables en Alemania

La política de apoyo a las RES está en constante desarrollo como se refleja en las diversas normativas de fomento y sus enmiendas, entre las que destacamos:

- Renewable Energies Heat Act (EEWärmeG): pretende aumentar el porcentaje de renovables para usos térmicos en edificios. Comenzó en 2009 y tuvo su primera revisión en 2011.
- Combined Heat and Power Act (KWKG): apoya la construcción, modernización y operación de plantas de cogeneración y redes de distribución de calor. Comenzó en 2002, ha tenido dos enmiendas (2009, 2012). A principios de 2016, entrará en vigor una nueva enmienda.
- Renewable Energy Act (EEG) en el sector eléctrico: entró en vigor en el año 2000 y es el sucesor del Electricity Feed Act (1991-2000), el cual marcó un hito con la introducción del sistema feed-in tariff (FIT). El EEG ha experimentado cuatro enmiendas (2004, 2009, 2012, 2014), con el fin de adaptarlo continuamente a nuevas condiciones, al desarrollo del mercado y a la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables, de forma que los objetivos se alcancen de la forma más eficiente y rentable posible.

Los incentivos financieros son elementos clave en estas tres normativas, que fijan objetivos concretos.

El EEG es el núcleo central de la política alemana para promoción de RES. Ha contribuido enormemente al notable incremento experimentado por la electricidad renovable en las dos últimas décadas (figura 5.1). Algunas de sus características fundamentales son (BMU, 2007):

a) Protección de la inversión mediante incentivos:

Desde su entrada en vigor (2000) hasta la tercera enmienda (2012), cada kWh generado a partir de RES recibe una tarifa fijada (FIT), garantizada por un período de 20 años.

EEG 2012:

En la enmienda de 2012 del Renewable Energy Act (**EEG 2012**), se introduce el esquema “market premium”, que incentiva la producción eléctrica renovable orientada al mercado.

Mientras que en el esquema FIT, los operadores de las redes de transmisión (TSO, en Alemania existen cuatro) son los responsables de vender la electricidad renovable en el mercado, los productores que eligen el esquema Premium, venden su propia producción en el mercado y reciben una cantidad adicional (Premium) a los ingresos obtenidos por la venta de energía.

Los productores, tanto de instalaciones nuevas como existentes, pueden elegir libremente entre “market premium” y FIT, así como cambiarse de una opción a otra.

EEG 2014:

En agosto de 2014 entró en vigor la cuarta enmienda (EEG 2014), también llamado EEG 2.0. Las instalaciones existentes no se verán afectadas por esta enmienda y mantendrán la remuneración y condiciones vigentes en el momento de su puesta en marcha.

Algunos de los principales cambios en los incentivos que introduce esta nueva enmienda son:

- En términos generales, los operadores de las nuevas plantas están obligados a vender su producción en el mercado, ya sea directamente o a través de un comercializador. Por la venta de electricidad, obtendrán el precio de mercado más una cantidad adicional (market premium).
- Solamente existen las siguientes excepciones en las que los operadores de nuevas plantas generadoras no están obligados a vender su producción en el mercado y pueden recibir el FIT:
 - Plantas pequeñas, con una potencia instalada de hasta 500 kW y puestas en marcha antes del 1 de enero de 2016 o con potencia instalada de hasta 100 kW y puestas en marcha después del 31 de diciembre de 2015.
 - Plantas de cualquier tamaño que de forma excepcional y temporal no pueden vender su producción en el mercado. En este caso, recibirán del operador de red un 80% de una tarifa fija establecida.
- Flexible caps: Con el fin de ordenar la construcción de nuevas plantas, a cada tecnología se le asigna un objetivo de potencia que debe ser instalada cada año (“expansion corridor”).

Por ejemplo, en el caso de la energía eólica, este objetivo es de 2.500 MW/año. Si en un mismo año, la potencia instalada excede de 2.600 MW, la remuneración (FIT o market premium) para las nuevas plantas eólicas se reducirá. Si por el contrario, la potencia instalada no llega a 2.400 MW, la remuneración para nuevas plantas aumentará.

- A finales de 2015, las instalaciones solares fotovoltaicas montadas sobre el terreno (no en tejados), serán remuneradas mediante procesos de subasta (tendering), lo que significa que solamente aquellas instalaciones que hayan obtenido incentivos mediante subasta, recibirá financiación mediante el EEG.

b) Prioridad de conexión y acceso a red. Las plantas generadoras de electricidad renovable tienen prioridad de conexión a la red eléctrica. Además, Los operadores de red están obligados a dar prioridad de entrada a sus redes a la electricidad renovable.

c) Protección de los intereses legítimos de los productores frente a futuros cambios de la normativa. La protección se extiende a la tarifa fija que deben recibir, a la prioridad de acceso a red y al periodo de retribución garantizado por ley. De esta forma, los cambios en normativa no se aplican de forma retroactiva a instalaciones existentes.

d) Principio de la carga compartida: El FIT y el market premium no son subsidios públicos, sino que los costes se reparten entre los consumidores, que los pagan mediante el recargo EEG de sus facturas eléctricas. Este recargo va en función del consumo (€/kWh), es decir, se aplica a la parte variable de la factura de electricidad, de forma que “el que más consume, más paga”.

En la figura 5.5 se muestra la evolución del recargo EEG desde el año 2000. Este recargo ha aumentado de forma notable (de 0,0019 €/kWh en 2000 hasta 0,0617 €/kWh en 2015), lo que ha encarecido significativamente la factura eléctrica. Éste es uno de los motivos por los que se introdujeron cambios con la enmienda de 2014. La energía fotovoltaica, la biomasa y la eólica on-shore son las tecnologías que más peso tienen en el recargo EEG.

EEG surcharge in cent per kilowatt hour

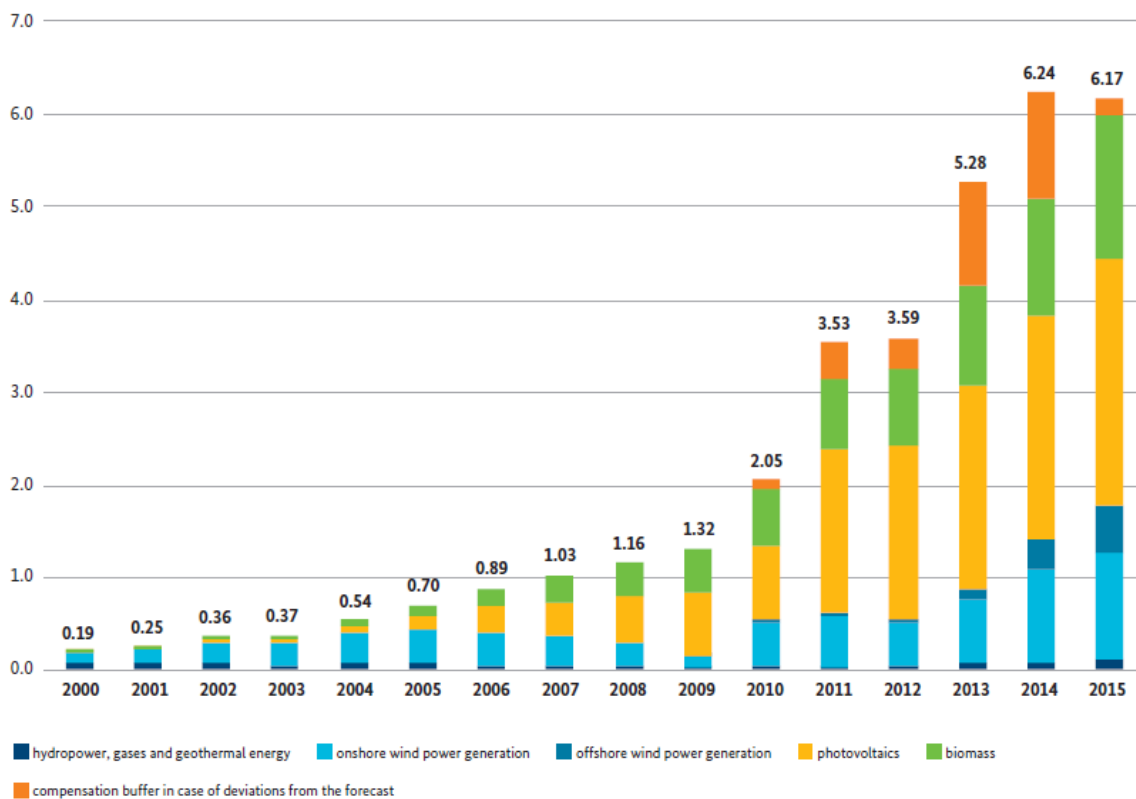


Figura 5.5. Evolución del recargo EEG desde el año 2000 hasta 2015

Fuente: BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie), 2015

Hasta la entrada en vigor del EEG 2014, los operadores de plantas fotovoltaicas con autoconsumo total o parcial de su producción, estaban exentos de este recargo. Actualmente, las plantas fotovoltaicas con potencia instalada mayor de 10 kW y que generen más de 10 MWh al año, deben pagar un porcentaje de este recargo EEG:

- 30% hasta finales de 2015
- 40% en 2016
- 45% en 2017

e) Innovación mediante la reducción de FIT: A medida que se reducen los costes de las tecnologías renovables (debido, entre otras cosas, a la producción en masa y a la mejora de la eficiencia), se reduce la retribución por kWh producido.

Esta normativa estable basada en incentivos financieros, proporciona mucha seguridad a las inversiones de propiedad colectiva (que generalmente no pueden asumir los mismos

riesgos que las grandes empresas), lo que ha favorecido la proliferación y desarrollo de CES en Alemania.

5.3. Comunidades Energéticas Sostenibles en Alemania

En Alemania, las CES han contribuido en gran medida al gran desarrollo de las RES (especialmente eólica on-shore, fotovoltaica y biomasa), por lo que el rápido aumento en los porcentajes de RES ha ido acompañado de un importante incremento en el número de CES.

Según un estudio realizado en 2013 por Leuphana University Lüneburg and Trend-research, el 46% (34 GW) de la potencia de generación eléctrica renovable instalada (73 GW, excluyendo eólica off-shore, geotérmica y estaciones hidroeléctricas de bombeo) estaba en manos de ciudadanos (de zonas urbanas, agricultores y ganaderos). El resto era propiedad de suministradores energéticos (12%) y de inversores institucionales y estratégicos (42%) (bancos y fondos de inversiones (13%), desarrolladores de proyectos (14%), industria (14%) y otros (1%)) (figura 5.6).

De los 34 GW propiedad de ciudadanos, el 21% (7 GW) pertenecen a civic companies (grupos de inversión en los cuales los ciudadanos locales son mayoría y están centrados fundamentalmente en la comunidad local), el 27% (9 GW) civic shares (grupos de inversión más abiertos a inversores de cualquier lugar) y el 52% (18 GW) son inversores individuales (figura 5.7). Es decir, podemos considerar que el 48% (16 GW) de la potencia instalada propiedad de ciudadanos (34 GW) pertenecen a comunidades energéticas sostenibles (Leuphana University Lüneburg and Trend-research, 2013).

Los esquemas de participación y propiedad ciudadana son de particular importancia en infraestructuras descentralizadas de energía solar, eólica on-shore y biomasa. En la figura 5.8, podemos ver que el 50,4% de la potencia eólica instalada, el 48% de la potencia instalada procedente de energía solar y el 42,2% de la potencia instalada procedente de biomasa son propiedad de ciudadanos. Se trata de tecnologías particularmente atractivas para los ciudadanos por su madurez, modularidad, fiabilidad y disponibilidad de proveedores de servicio técnico (Yildiz, 2014).

Por el contrario, los ciudadanos se implican menos en otras tecnologías de generación renovable que requieren mayores inversiones (hidroeléctrica, eólica marina, geotérmica).

En el apartado 3.3 se describirán las CES alemanas de producción solar, eólica y biomasa.

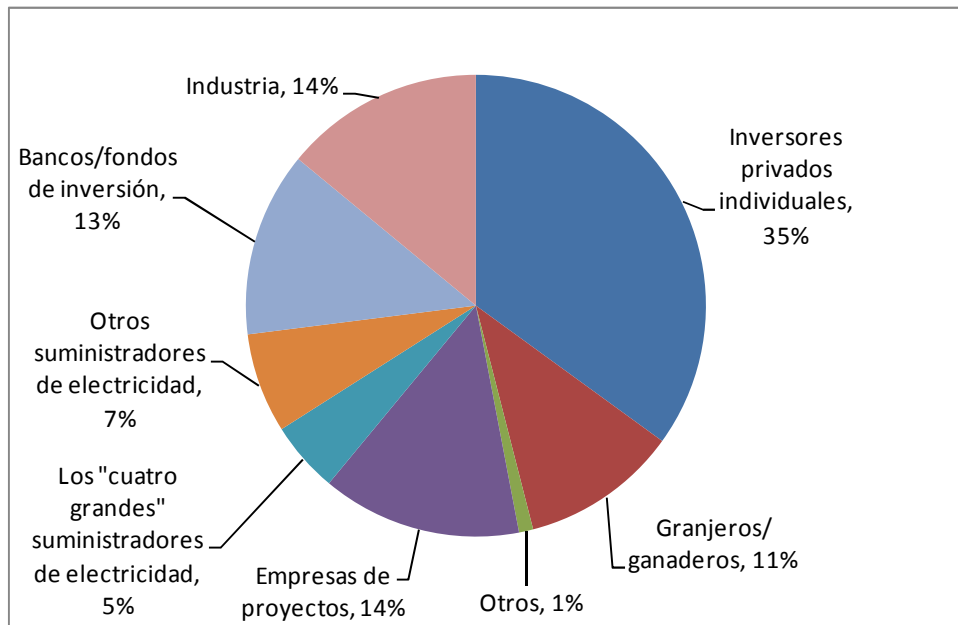


Figura 5.6. Distribución de la propiedad de la capacidad de generación de electricidad renovable

Fuente: Leuphana University Lüneburg and Trend-research, 2013.

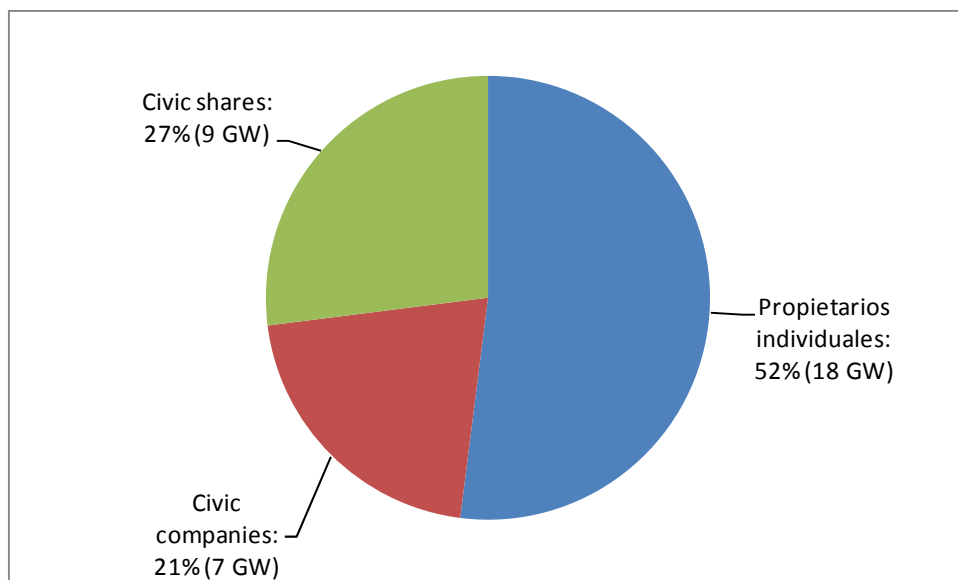


Figura 5.7. Distribución de la propiedad de la capacidad de generación de electricidad renovable en manos de ciudadanos

Fuente: Leuphana University Lüneburg and Trend-research (2013).

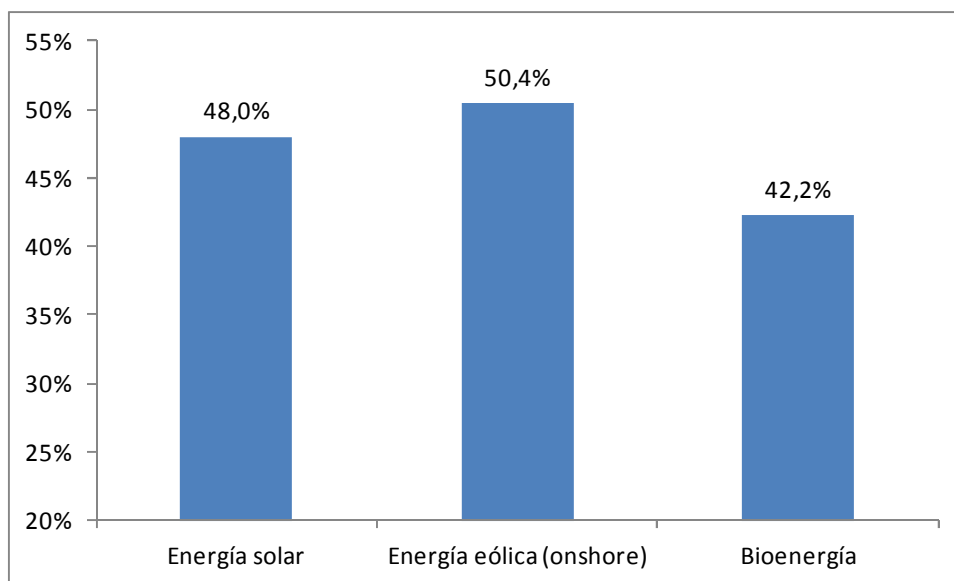


Figura 5.8. Porcentajes de la capacidad de generación eléctrica solar, eólica y biomasa en manos de ciudadanos

Fuente: Leuphana University Lüneburg and Trend-research, 2013

Con respecto al volumen de inversión, en 2012, la inversión de los ciudadanos representó el 30,6% (5,14 billones de €) del volumen total de inversión en producción eléctrica renovable (16,7 billones de €). Los suministradores energéticos contribuyeron en un 10,2% y los inversores institucionales y estratégicos en un 59,2% (Leuphana University Lüneburg and Trend-research, 2013).

Con todos estos datos, nos podemos hacer una idea del notable grado de participación ciudadana (tanto inversores individuales como CES) en el desarrollo de la electricidad renovable en Alemania.

5.3.1. Dinámica de creación

En las CES alemanas se dan dos tipos de enfoques (Schreuer, 2012):

- Modelo original de comunidad energética basado principalmente en la implicación de la población local y/o regional (bottom-up).
- Modelos más orientados a la inversión, en los que un actor (local o no) comienza el proyecto y ofrece participaciones a individuos que pueden estar (o no) dispersados geográficamente (intervenciones top-down).

5.3.2. Formas jurídicas más frecuentes para CES

En general, los ciudadanos que quieren invertir en un proyecto de generación renovable, tienen a su disposición varias posibilidades (Yildiz, 2014):

- Esquemas basados en equity finance (cooperativas, closed-end funds (a través de GmbH & Co. KG) y Civil Law Partnerships (GbR))
- Esquemas basados en debt capital
- Esquemas basados en mezzanine capital

En la mayoría de los casos, los ciudadanos eligen esquemas basados en equity finance, sobre todo **cooperativas y GmbH & Co. KG**, que se describirán en este apartado.

5.3.2.1. GmbH & Co. KG

Es la forma legal más usada en Alemania para realizar closed-end funds en el sector energético, especialmente en el sector eólico. Una GmbH & Co. KG es una estructura dual formada por una Sociedad Limitada (GmbH) y una sociedad en comandita (KG: Kommanditisten), que combina los beneficios de ambos tipos de entidades.

Esta es la forma jurídica que tienen la mayoría de los parques eólicos on-shore de propiedad colectiva (Bürgerwindparks: Citizen Wind Parks), dado el gran volumen de inversión que implican. Para muchos asesores legales y financieros, la fundación de una GmbH & Co. KG es un servicio estándar. En el sector eólico existen también algunos casos de cooperativas y de Civil Law Partnerships (GbR), pero estos se consideran generalmente menos favorables en términos de impuestos y responsabilidad.

En la figura 5.9, se muestra un esquema de la estructura GmbH & Co. KG. Un socio general (GmbH) gestiona la KG (limited partnership) y asume la responsabilidad de sus negocios. Inversores privados invierten como accionistas, son solamente responsables de la cantidad invertida y obtienen derecho a voto en proporción al número de acciones (Beckius et al., 2013).

No es extraño que los Bürgerwindparks tengan cientos de accionistas, e incluso más de 1.000. Existen ejemplos de GmbH & Co. KG en las que la mínima acción vale 4.400 €.

Las principales características de esta forma legal son (BWE, 2012; Schreuer, 2012; Schreuer et al., 2010):

- Los accionistas son los socios que invierten en la instalación renovable. Como socio general, la sociedad limitada (GmbH) se encarga de la gestión de la limited partnership (KG). Si la KG es el único socio de la GmbH, los accionistas tienen un gran control sobre los negocios de la compañía.
- Todos los accionistas pueden tener responsabilidad limitada.
- En la asamblea general, los derechos de voto se basan en acciones de capital, es decir, los miembros tienen más o menos votos en relación con el número de acciones que poseen. Sin embargo, muchas sociedades de este tipo tienen un máximo y un mínimo de acciones por socio, de forma que sean lo más democráticas posibles y se eviten, en la medida de lo posible, los inversores dominantes.
- La sociedad limitada (GmbH) se encarga de las decisiones del día a día de la gestión y los socios limitados (KG), como propietarios de la instalación, son consultados solamente para las decisiones fundamentales de la compañía (p.e.: si se pagan o no dividendos), por lo que no se tienen que preocupar de otros asuntos empresariales (a los que generalmente no están acostumbrados).

La German Association for Closed-end Funds (Verband Geschlossene Fonds (VGF)) revela, basándose en estudios empíricos, que existe un volumen notable de inversión en closed-end funds en el sector energético en general (incluyendo energías renovables y no renovables). Sin embargo, la VGF no tiene datos precisos de los numerosos proyectos locales a pequeña escala financiados por ciudadanos en la forma legal de GmbH & Co. KG (Yildiz, 2014).

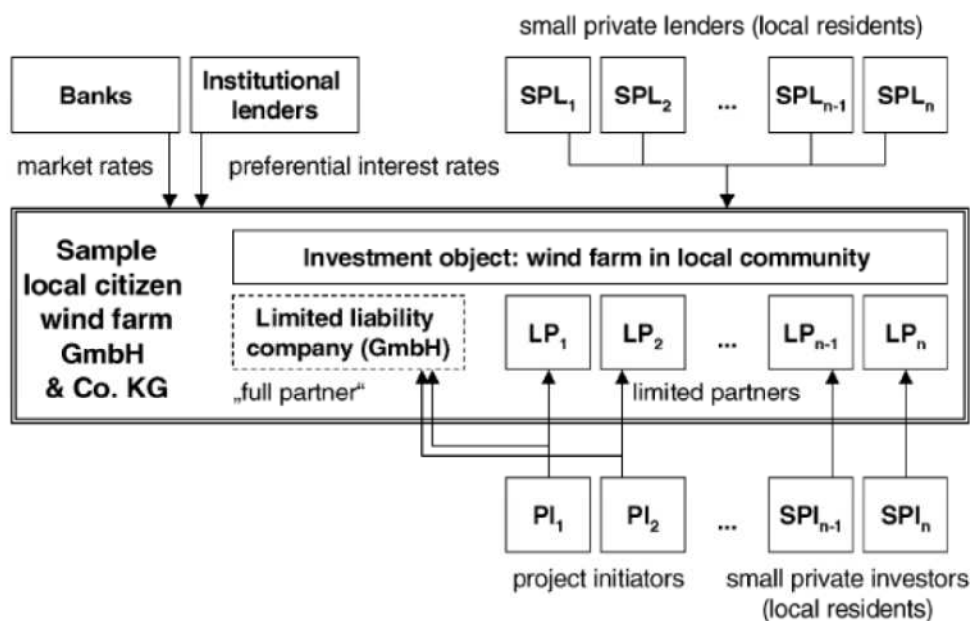


Figura 5.9. Esquema de la estructura GmbH & Co KG

Fuente: Beckius et al., 2013

5.3.2.2. Cooperativas

Las cooperativas son especialmente adecuadas para propiedad comunitaria, en las que hay un gran número de personas implicadas en la toma de decisiones. En una cooperativa cada miembro tiene solamente un voto en la reunión anual de la asamblea general, independientemente del número de acciones que posea, por lo que son entidades democráticas y protegen a sus miembros del dominio de accionistas mayoritarios.

Cada cooperativa está obligada a pertenecer a una asociación que la supervise, por lo que puede beneficiarse de ciertos servicios de consultoría y asesoramiento. Adicionalmente, estas asociaciones realizan regularmente auditorías a las cooperativas para prevenir que los accionistas incurran en pérdidas financieras. Como consecuencia, en Alemania las cooperativas son unas de las entidades legales mejor protegidas de bancarrotas (BWE, 2012).

Las cooperativas en Alemania tienen una larga tradición como forma de participación ciudadana en la financiación de proyectos energéticos. A finales del siglo XIX, se formaron varias cooperativas con el fin de producir energía o construir y operar una red de distribución en zonas rurales en las que las grandes compañías energéticas no

proporcionaban servicios porque no les resultaba rentable. El número de cooperativas descendió significativamente a mitad del siglo XX.

El reciente desarrollo de las energías renovables con la posibilidad de descentralizar la producción energética, reactivó el fenómeno cooperativo en el sector energético (Yildiz, 2014).

Actualmente, las cooperativas energéticas están muy desarrolladas y extendidas en Alemania. Como se puede observar en las figuras 5.1 y 5.10, el número de cooperativas energéticas se ha incrementado a la vez que los porcentajes de RES en el consumo energético.

En la tabla 5.1 se muestra la distribución por regiones de las cooperativas energéticas alemanas. Las cooperativas tienden a concentrarse en cuatro estados federados: Bayern (237), Baden-Württemberg (145), Niedersachsen (127) y Nordrhein-Westfalen (55).

Región	BY	BW	NI	NRW	HE	SH	TH	RP	SN	ST	BE	MV	BB	SL	HB	HH
Número de cooperativas	237	145	127	109	55	35	34	34	24	20	19	16	12	8	7	6

Tabla 5.1. Distribución de las cooperativas energéticas alemanas por regiones en 2013

Fuente: Renewable Energie Agencies, 2014

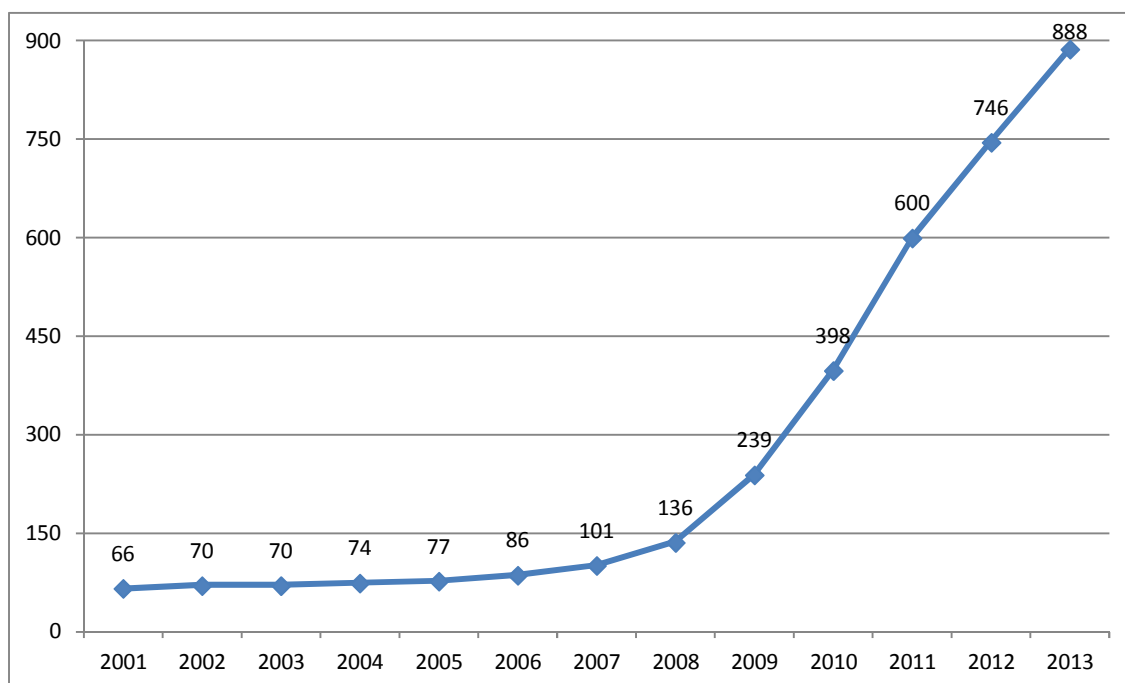


Figura 5.10. Evolución del número de cooperativas en Alemania

Fuente: Renewable Energies Agency, 2014.

5.3.2.2.1. Áreas de actividad de las cooperativas energéticas

En la tabla 5.2, se muestra las principales áreas de actividad de las cooperativas energéticas alemanas en abril de 2014 (es posible que una misma cooperativa entre en más de una categoría) (Debor, 2014).

Líneas de negocio de cooperativas energéticas	Número total de cooperativas energéticas	Número de cooperativas energéticas centradas principalmente en energías renovables
Producción energética/inversiones en producción energética	701	690
Implementación & operación de pequeños sistemas district heating	148	148
Comercio de energía	67	19
Comercio e instalación de tecnologías energéticas	51	17
Operación de redes eléctricas o de gas natural	36	
Servicios energéticos	32	18
Adquisición/comercio de biomasa	16	16
No posible determinar líneas de negocio	12	
Producción/comercio de biofuel	10	10
E-mobility	6	6
Lobbying & networking	5	4
Operación de gasolineras	4	
Investigación y desarrollo	3	3
Accionista de proveedor municipal	3	3

Tabla 5.2. Áreas de actividad de las cooperativas energéticas alemanas (abril 2014)

Fuente: Debtor, 2014

5.3.2.2.2. Cooperativas de producción energética

Como se puede ver en la tabla 5.2, las cooperativas de producción renovable representan el 73% (el grupo más numeroso entre las cooperativas energéticas alemanas). En la figura 5.11, se muestra la distribución por recursos utilizados de las cooperativas de producción energética alemanas (más de una categoría por cooperativa es posible) (Debor, 2014).

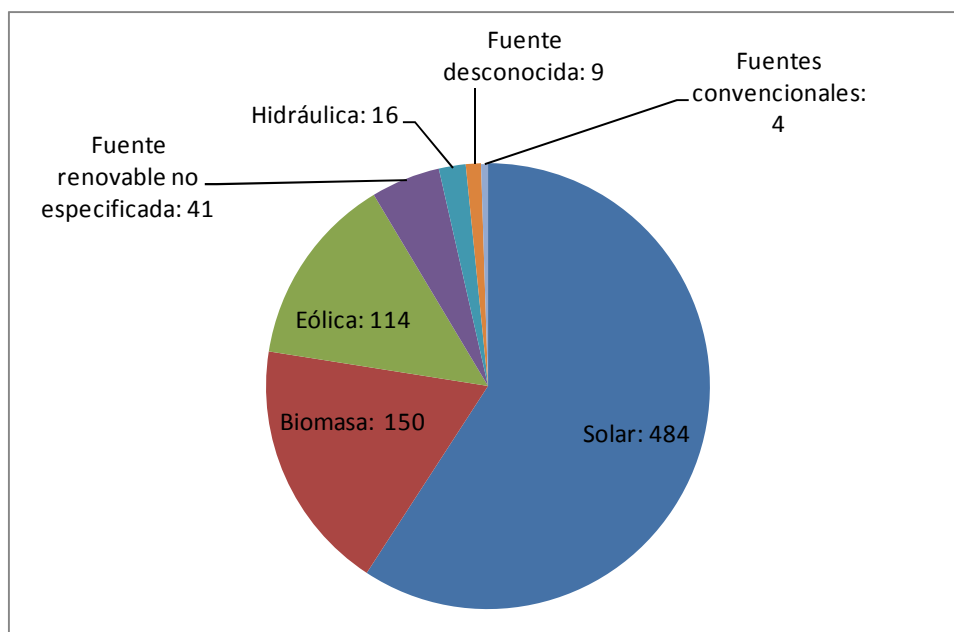


Figura 5.11. Cooperativas de producción energética diferenciadas por recursos utilizados (abril 2014)

Fuente: Debor, 2014

484 (69%) cooperativas se centran en la producción fotovoltaica, 150 en biomasa (21%) y 114 en eólica (16%). En eólica son mucho más frecuentes las CES con la forma legal de GmbH & Co. KG que en forma de cooperativa.

5.3.2.2.3. Financiación

El equity ratio de las cooperativas energéticas representa el porcentaje de capital procedente de equity (acciones de miembros) con respecto al capital total. En la figura 5.12 se muestra el equity ratio de tres muestras de cooperativas energéticas de producción en 2010 (n=229), 2011 (n=366) y 2012 (n=426), analizadas en un estudio llevado a cabo por Debor (2014).

Se observa que las cooperativas se caracterizan por un alto equity ratio. En 2010 y 2012, 60% de las cooperativas estudiadas tenían un equity ratio comprendido entre el 31% y el 100%.

El resto de capital necesario lo proporcionan principalmente los bancos cooperativos y/o el banco público alemán KfW.

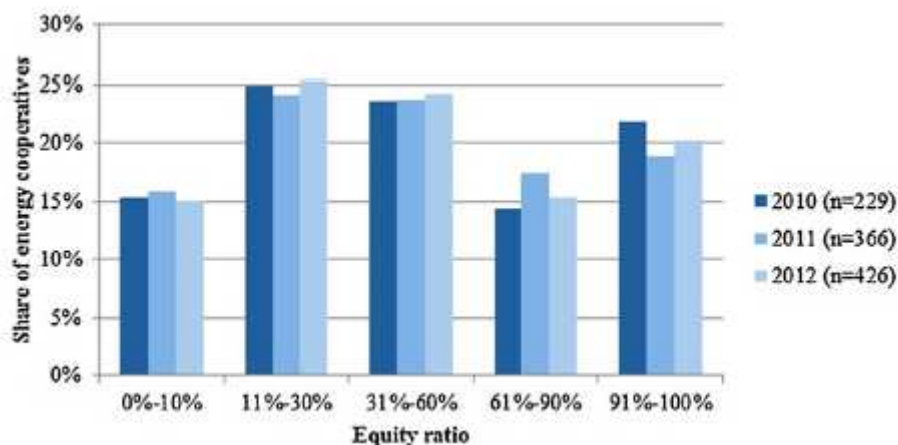


Figura 5.12. Equity ratio de las cooperativas de producción energética alemana en el período 2010-2012

Fuente: Yildiz et al., 2015

5.3.2.2.4. Caracterización y motivación de los socios

En este apartado se presentan los resultados de un estudio realizado en 2012 sobre una muestra de 2826 miembros de 80 CES, de los cuales 1872 son miembros de cooperativas energéticas alemanas. En la muestra están representadas varias tecnologías renovables (solar, eólica y biomasa) (Yildiz et al., 2015).

Según este estudio:

- El 80% de los miembros de cooperativas energéticas son hombres.
- El 51% de los miembros de cooperativas energéticas alemanas tiene estudios universitarios.
- La tabla 5.3 muestra la distribución de edad. La mayoría de los encuestados son mayores de 35 años.

Edad	0-18	18-25	25-35	35-45	45-55	55-65	65-75	75-85	>85
Porcentaje % (n=1872)	0,63	2,34	8,69	14,69	32,11	27,37	12,63	1,43	0,11

Tabla 5.3. Distribución de edad de los socios de las cooperativas energéticas alemanas

Fuente: Yildiz et al., 2015

- La tabla 5.4 muestra la distribución de ingresos mensuales de los encuestados. El 71,39% tiene unos ingresos mensuales superiores a 2.500 € brutos al mes.

Ingreso bruto mensual (€)	Porcentaje % (n=1872)
Sin ingresos personales	2,04
0-500	1,57
501-1500	7,83
1501-2500	17,17
2501-3500	25,07
3501-5000	26,02
5001-7000	14,03
7001-10000	4,5
>10000	1,77

Tabla 5.4. Distribución de los ingresos mensuales de los socios de las cooperativas energéticas alemanas
Fuente: Yildiz et al., 2015

- En la tabla 5.5 se muestran los motivos por los que los socios perciben las cooperativas como una estructura organizacional democrática (múltiples respuestas eran posibles).

Característica	Porcentaje % (n=1872; múltiples respuestas por entrevistado son posibles)
Los ciudadanos pueden participar en la financiación	27,88
Posibilidad de participar con pequeñas inversiones	41,29
Derecho a voto para todos los accionistas	54,75
Derecho a voto de acuerdo al principio "una persona, un voto"	59,03
Posibilidad de participar activamente en reuniones de la organización	33,92

Tabla 5.5. Razones por las que las cooperativas son percibidas como estructuras democráticas por sus socios
Fuente: Yildiz et al., 2015

- En la tabla 5.6 se muestran se muestran las opiniones sobre diversos aspectos del sector energético después de unirse a una cooperativa (múltiples respuestas eran posibles).

Actitudes hacia otros aspectos del sector energético	Porcentaje % (n=1872) múltiples respuestas por entrevistado son posibles
Opinión más positiva sobre las energías renovable	30,40
Consideración del suministro descentralizado de energía como una alternativa factible a las infraestructuras energéticas centralizadas	41,99
Apoyo a otras iniciativas locales comunitarias	40,92
Oposición a infraestructuras energéticas más grandes y centralizadas	15,12
Demanda de más participación ciudadana en la sociedad en general	36,43
Prestar más atención al consumo propio de energía	19,34
Generalmente más conciencia sobre asuntos ecológicos	10,74
Ninguna actitud de cambio	37,61
Opinión más crítica sobre las energías renovables	1,12
No aplicable	2,56

Tabla 5.6. Opiniones sobre diversas cuestiones tras unirse a una cooperativa energética

Fuente: Yildiz et al., 2015

5.3.2.2.5. Causas del auge cooperativo en el sector energético

Aparte de los incentivos financieros establecidos en las diversas normativas de fomento de RES, algunos de los factores que han podido contribuir a este gran incremento en el número de cooperativas energéticas, son (Schreuer, 2012):

- Disponibilidad de organizaciones de apoyo especializadas en cooperativas, tanto a nivel nacional como regional, que proporcionan principalmente desarrollo de know-how, formación y asesoramiento. Algunas de estas organizaciones fomentan activamente la creación de cooperativas energéticas.

Como ejemplo de organización de apoyo, citaremos la Oficina Nacional para las Cooperativas Energéticas, que representa los intereses de más de 700 cooperativas y sus aproximadamente 150.000 miembros.

- Las cooperativas están exentas de los “prospectus requirements”, lo cual fue introducido en 2005 y se aplica a otras formas de propiedad colectiva de plantas de generación energética renovables.

- Algunos cambios en la ley de cooperativas en 2006 (p.e.: menor número de miembros requeridos para poner en marcha una cooperativa, auditorías reducidas para pequeñas cooperativas), hacen que la puesta en marcha de pequeñas cooperativas sea ligeramente más sencilla.
- En comparación con otras formas jurídicas como las Civil Law Partnerships (también muy extendida en Alemania para propiedad colectiva de plantas fotovoltaicas), una cooperativa está mucho mejor adaptada para poner en marcha varias plantas (fácil entrada de miembros adicionales, responsabilidad de los miembros de la cooperativa se puede restringir a su contribución de capital).

5.3.3. CES típicas en Alemania

En este apartado se describen tres modelos de CES típicas en Alemania:

- Bürgerwindparks: CES productoras de energía eólica
- Bioenergiedorfs (pueblos bioenergéticos).
- CES productoras de energía solar fotovoltaica

5.3.3.1. Bürgerwindparks

La energía eólica ofrece una oportunidad económica a las zonas rurales y otras zonas de escaso crecimiento económico. Con bastante frecuencia, las turbinas eólicas se instalan en estas zonas, proporcionando un valor local añadido a las comunidades cercanas que dependerá de cómo se financien (BWE, 2012).

La propiedad colectiva de estas turbinas representa una alternativa democrática al suministro eléctrico convencional, permitiendo a los ciudadanos participar cuando haya que tomar decisiones sobre “su” parque eólico local. Este concepto favorece, entre otras cosas:

- que los ciudadanos locales jueguen un papel activo en la política energética municipal.
- la aceptación pública de la energía eólica. Los residentes locales pueden estar preocupados por el impacto visual y medioambiental (ruido, daño a las aves, etc.) que puedan causar las turbinas. Sin embargo, la aceptación es mucho mayor cuando el proyecto es, al menos en parte, propiedad de ellos y no solamente de inversores foráneos.

- la independencia de la comunidad en el suministro eléctrico
- el cumplimiento de objetivos locales de protección al medio ambiente.

Los parques eólicos financiados en parte por ciudadanos no son un concepto nuevo. La energía eólica en Alemania comenzó con Bürgerwindparks. Durante los años 90 (primeros años de FIT), se crearon en Alemania muchos parques eólicos en cuya financiación participaban habitantes de la zona donde se instalaban.

En la zona norte de Alemania, los parques eólicos iniciados por ciudadanos son la norma, especialmente en North Frisia, cuna de los Bürgerwindparks, donde el 90% de los 60 parques eólicos (capacidad total: 700 MW) son Bürgerwindparks. La primera comunidad eólica fue Friedrich-Wilhelm-Lübke-Koog.

Hoy en día, la propiedad colectiva de parques eólicos continúa siendo atractiva. Cientos de miles de personas han invertido en Bürgerwindparks y miles de empresas medianas operan en un sector que en 2008 empleó a 90.000 personas y generó el 8% de la electricidad alemana.

En la gráfica de la figura 5.13, se muestra la distribución de la propiedad de la capacidad eólica instalada en Alemania en 2010. Como se puede ver, más de la mitad (53%) de la capacidad eólica está en manos de ciudadanos, mientras que “las 4 (utilities) grandes” (las cuatro operadoras de la red de transporte existentes en Alemania) solo poseen el 2%, al igual que las utilities regionales.

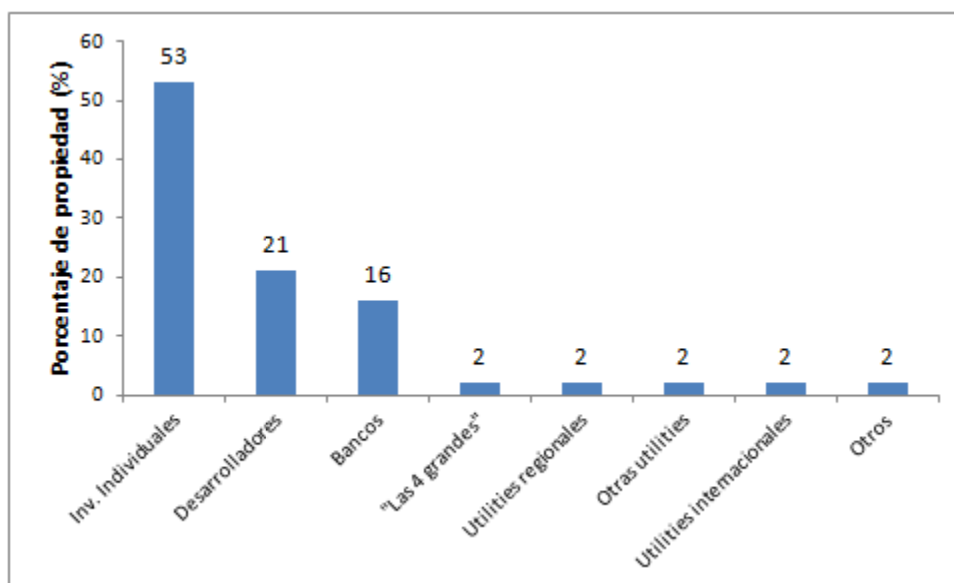


Figura 5.13. Distribución de la propiedad de la capacidad eólica instalada en Alemania en 2010

Fuente: Beckius, 2013

Los ciudadanos que compran acciones de un parque eólico obtienen beneficios, aunque también asumen parte del riesgo empresarial. Hasta cierto punto, los beneficios están garantizados y el riesgo está relativamente controlado, gracias a los pagos fijos por venta de electricidad (FITs) que obtienen de acuerdo al EEG.

La estructura de los Bürgerwindparks puede variar significativamente de unos a otros, pero todos cuentan con participación local a nivel financiero y organizacional. Con frecuencia, la administración del parque eólico está en manos de accionistas locales (no de compañías eléctricas de fuera de la zona), lo que puede generar efectos positivos en la creación de valor añadido a nivel local (figura 5.14):

- empresas desarrolladoras locales planifican el parque eólico
- empresas locales participan en su construcción
- bancos locales proporcionan financiación
- al menos el 70% de los impuestos por ingresos se pagan al gobierno local
- se crean empleos locales de larga duración para la operación y mantenimiento de las turbinas
- propietarios de terrenos en los que se ubican las turbinas obtienen ingresos por alquiler
- ciudadanos locales se encargan de la gestión técnica y económica.

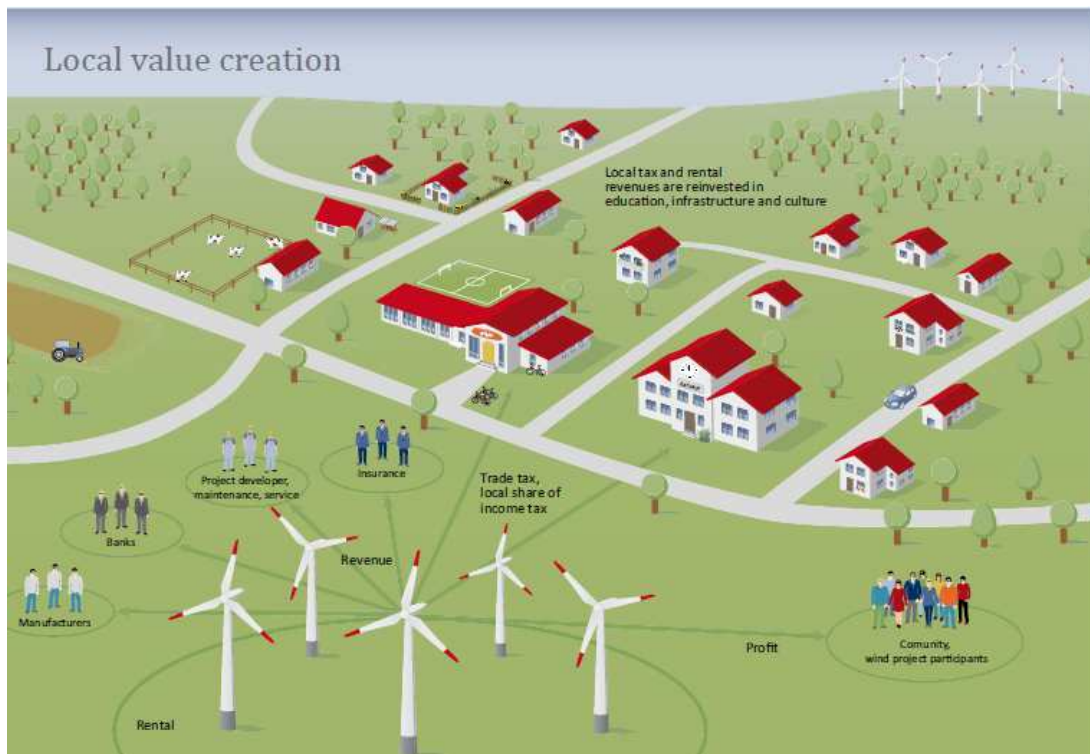


Figura 5.14. Creación de valor añadido local

Fuente: BWE, 2012

5.3.3.1.1. Financiación

Los proyectos eólicos requieren una gran inversión inicial, desde la fase de desarrollo hasta su conexión a la red eléctrica. Previo al diseño de la estructura de financiación, es necesario un estudio de viabilidad que incluya (BWE, 2012):

- costes de inversión
- costes de operación
- parámetros de financiación (% en acciones, % en préstamos, etc.)
- futuros ingresos

En base a estos parámetros, el retorno de inversión se puede calcular para varios escenarios. Al mismo tiempo, es recomendable consultar a un asesor fiscal para optimizar la financiación del proyecto en términos de leyes fiscales. En función del resultado del estudio de viabilidad, se puede elegir la mejor opción para el proyecto.

Generalmente, la financiación de los bürgerwindparks se distribuye de la siguiente forma:

- 20-30%: acciones de residentes locales

- 70-80%: préstamos bancarios

Con frecuencia, la venta de acciones a ciudadanos se hace en rondas. En cada ronda solo es posible comprar una acción por inversor, de forma que se garantice que todos los residentes tienen la oportunidad de comprar el mismo número de acciones del proyecto. De esta forma, las acciones se reparten, en la medida de lo posible, entre los residentes, en lugar de concentrarse en unos pocos con buen nivel económico. De esta forma, el coste del proyecto se reparte entre un gran número de accionistas.

5.3.3.2. Pueblos bioenergéticos

“Pueblos bioenergéticos” (Bioenergiedorfs) es un programa lanzado por el gobierno alemán en 2005. La iniciativa se dirige a fomentar la creación de CES rurales centradas en la bioenergía. El primer pueblo bioenergético fue Jühnde (Baja Sajonia), en el que se fundó una cooperativa para construir, gestionar y operar una planta de cogeneración con biogás (BMEL, 2015).

A la vista de los resultados positivos del proyecto de Jühnde, el gobierno decidió apoyar más proyectos de este tipo en otros estados federados de Alemania. Actualmente, existen unos 119 pueblos bioenergéticos registrados en el Ministerio de Alimentación y Agricultura, y otros 55 están en proceso. En el siguiente enlace, se muestra una lista de los pueblos bioenergéticos por estados federados, así como las características e instalaciones de cada uno de ellos:

<http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/liste/>.

5.3.3.2.1. Concepto de pueblo bioenergético

No es fácil determinar el número preciso de pueblos bioenergéticos en Alemania, porque no existe una única definición del término y porque las comunidades están desarrollando su potencial rápidamente. Según el Ministerio de Alimentación y Agricultura, los pueblos bioenergéticos deben cumplir las siguientes condiciones para ser reconocidos como tales (GreenBuildingAdvisor.com, 2014):

- Al menos el 50% de la demanda energética de la comunidad (electricidad y calor) se cubren con biomasa producida localmente.
- Los ciudadanos locales se implican activamente en el desarrollo de ideas y la toma de decisiones.

- La biomasa utilizada como recurso es propiedad, al menos en parte, de los habitantes y es cultivada localmente de forma sostenible.
- Se consideran e implementan medidas de eficiencia y ahorro energéticos.
- Se crea valor añadido localmente y los beneficios se extienden regionalmente.

Adicionalmente, el Institute for Applied Resource Management, concibe el desarrollo de los pueblos bioenergéticos en base a los siguientes pilares:

- Producción de electricidad
- Producción de calor
- Eficiencia energética
- Gestión del uso del terreno
- Compromiso de los ciudadanos

Aunque los pueblos bioenergéticos tienen características en común entre ellos, pueden diferir ampliamente en la estructura organizacional, materias primas utilizadas, tecnologías instaladas y modelos de financiación empleados. Sin embargo, estas comunidades tienden a tener objetivos comunes.

La motivación más frecuente para desarrollar un pueblo bioenergético es asegurar la disponibilidad futura de suministros energéticos a un precio asequible. La segunda motivación es que el dinero generado se quede en el pueblo.

Como en muchos otros países, en Alemania se está produciendo una migración general de la gente joven desde zonas rurales a zonas urbanas. Creando empleos e impulsando la innovación, los pueblos bioenergéticos proporcionan oportunidades para la juventud rural.

Además, estas comunidades se enorgullecen de generar su propia energía, reducir la dependencia del país de suministros energéticos procedentes del extranjero (especialmente, Rusia) y contribuir al cumplimiento de los ambiciosos objetivos energéticos establecidos en Alemania.

5.3.3.2.2. Tiempo e inversión requeridos para desarrollar un pueblo bioenergético

Según datos de pueblos bioenergéticos que han estado operando durante años (GreenBuildingAdvisor.com, 2014):

- El tiempo requerido para planificar e implementar una planta de cogeneración con biogás y una red de district-heating es generalmente de 2 a 4 años.
- El capital inicial de inversión para estos sistemas está entre 0,5 y 4 millones de euros.
- El capital que invierte la cooperativa está entre 50.000-500.000 euros.
- El precio que el propietario de un edificio debe pagar por la conexión a la red de district heating oscila entre 0 y 12.000 euros, con un coste medio de 4.000 euros.
- Normalmente, entre el 50% y el 80% de los edificios del pueblo están conectados a la red de district heating. Los costes de calefacción para estos residentes está entre 100 y 400 euros anuales.
- En términos de uso del terreno, se requieren entre 100 y 500 hectáreas de bosque cuando se utiliza biomasa forestal para alimentar una caldera central. Para alimentar una caldera de biogás con una combinación de cultivos energéticos y purines, se requieren entre 50 y 300 hectáreas.

Todos estos datos varían ampliamente de unas comunidades a otras, en función del tamaño del pueblo, configuración de los edificios y recursos renovables disponibles.

5.3.3.2.3. Caso de estudio: Jühnde

El pueblo bioenergético de Jühnde (Baja Sajonia) es un proyecto de demostración apoyado por el gobierno alemán mediante una subvención de 1.300.000 €. El pueblo tiene unos 800 habitantes, de los que más del 70% forman parte de una cooperativa fundada para planificar el proyecto y obtener las ayudas necesarias para la inversión (International Energy Agency (IEA) Bioenergy, 2009).

En 2006 se inició la instalación de una planta de cogeneración de biogás, producido mediante la co-digestión de diferentes cultivos energéticos (15.000 toneladas/año) y de purines líquidos (9.000 m³/año) procedente de seis explotaciones ganaderas.

La instalación se compone principalmente de:

- Planta de co-digestión.
- Planta de cogeneración: 700 kW eléctricos, 750 kW térmicos.
- Caldera de biomasa alimentada por astillas de madera para cubrir demandas altas en los meses fríos: 550 kW.

- Caldera convencional de gasóleo para uso en caso de avería de la co-digestión/cogeneración o la caldera de biomasa (potencia pico: 1.600 kW).
- Red de district heating para 145 hogares, con una longitud de 5,5 km y temperatura del agua a la salida de la planta de 85°C. En cada hogar, la red se acopla directamente con el sistema interno de calefacción y mediante un intercambiador de calor se produce el agua caliente sanitaria.

La planta está situada en las afueras del pueblo, a corta distancia de los edificios residenciales. Cada miembro de la cooperativa hace la inversión para la conexión de su hogar a la red de calefacción y paga una cuota mínima de 1.500 € para obtener derecho a voto.

La cooperativa se encarga de la gestión de la instalación, empleando a dos personas para la operación de las plantas, logística y administración.

La planta de cogeneración produce 5.000 MWhe /año de electricidad (más del doble de la demanda del pueblo). Toda la electricidad producida se vende a la red eléctrica.

El calor producido en la instalación asciende a 6.500 kWh (85% planta de cogeneración, 15% caldera de astillas), de los cuales 3.200 kWh se destinan a la red de district heating, cubriendo el 99% de la demanda. Otra parte del calor producido se utiliza para disminuir la humedad de las astillas de madera, aumentando así su poder calorífico.

En la figura 5.15 se muestra un esquema de la planta.

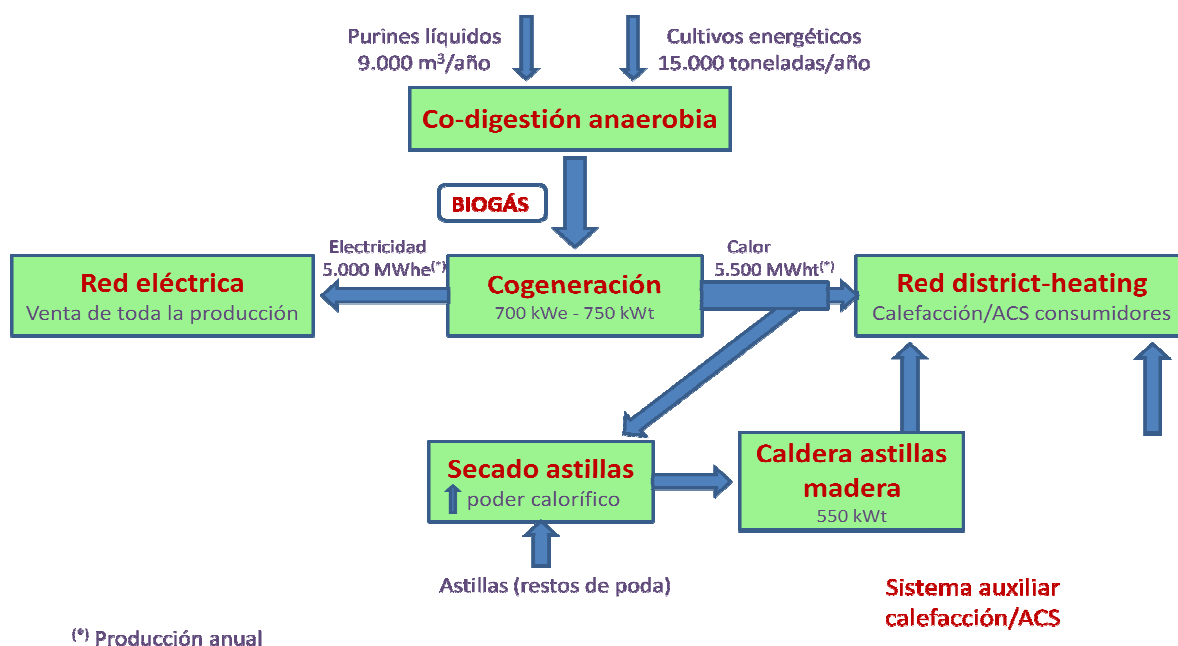


Figura 5.15. Esquema de la planta bioenergética de Jühnde

Fuente: elaboración propia

Gracias a esta instalación se ha evitado la emisión de 3.300 toneladas/año de CO₂ y se ha sustituido el consumo de 400.000 litros/año de gasóleo. Además, se han obtenido otros beneficios económicos y medioambientales:

- Reducción de los olores procedentes de purines.
- Los granjeros y ganaderos del pueblo tienen un cliente permanente para sus productos y residuos.
- Varias compañías de servicios del pueblo obtienen nuevos ingresos.

En la evaluación del proyecto, se observó una activa participación de los miembros de la comunidad. El alcalde de Jühnde fue un importante promotor, motivando a sus habitantes a formar parte del proyecto.

5.3.3.3. Comunidades solares

Mientras que los Bürgerwindparks comenzaron a desarrollarse en los años 90, con la promulgación del Electricity Feed Act (1991-2000), las plantas solares fotovoltaicas de propiedad colectiva tardaron unos años más.

Aunque el Electricity Feed Act también se aplicaba a solar fotovoltaica, los FIT no eran lo suficientemente altos como para que las plantas solares fotovoltaicas fuesen rentables, aunque sí existían subvenciones (1000-roofs-programme) destinadas a

instalaciones a pequeña escala, que estimularon la difusión de instalaciones individuales en hogares.

La situación cambió en el año 2000, cuando el Electricity Feed Act fue sustituido por el EEG, el cual proporcionaba un feed-in tariff atractivo para las instalaciones fotovoltaicas. Mientras que las instalaciones domésticas y agrícolas individuales, así como las plantas a escala pequeña y mediana continuaban dominando la difusión de la fotovoltaica, las plantas de propiedad colectiva a mayor escala comenzaron también a extenderse (Schreuer, 2013).

En los últimos diez años se ha visto un incremento significativo en el número cooperativas fotovoltaicas. Mientras que en 2007, solamente existían 4 cooperativas de este tipo, este número ha aumentado hasta 484 en 2014 (figura 5.11). Además del cambio en la normativa que regula los FITs, otros factores que han favorecido este crecimiento son (Schreuer, 2013; Yildiz et al., 2015):

- réplica de casos de éxito
- desarrollo de guías y cursos de formación
- la tecnología es simple y modular
- es fácil dimensionar las plantas en función del espacio disponible
- Ayuntamientos, iglesias, escuelas y otras instituciones están mucho más dispuestas a proporcionar tejados para montaje de paneles solares a las cooperativas que a otras entidades más orientadas a la inversión. Muchas cooperativas han aprovechado este nicho de mercado.

En la figura 5.16, se muestra la distribución de la capacidad instalada de solar fotovoltaica en cooperativas alemanas.

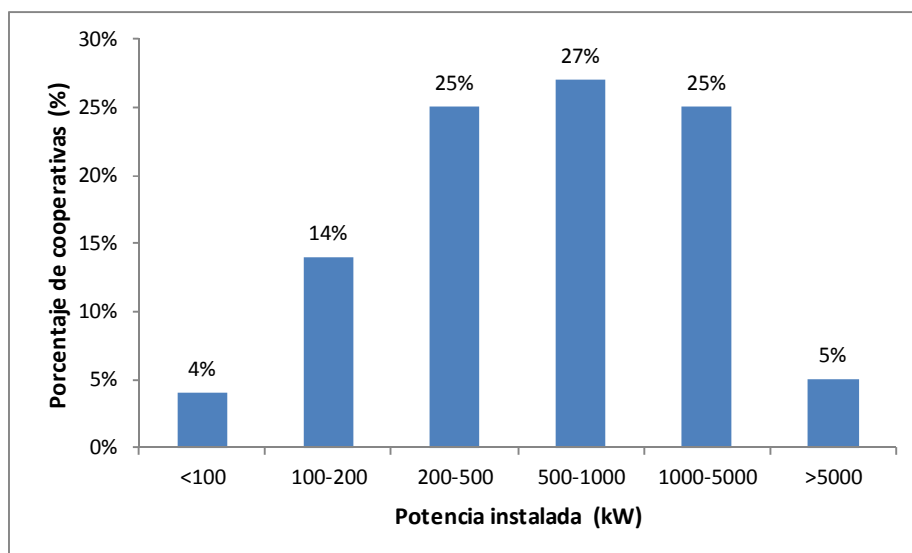


Figura 5.16. Distribución de la capacidad fotovoltaica instalada en las cooperativas alemanas

Fuente: Boontje, 2013

5.3.3.3.1. Caso de estudio: Cooperativa solar Odenwald

Fundada en 2009 en Erbach (Hessen), actualmente tiene alrededor de 2.000 miembros. Ha invertido en 5.000 kWp de sistemas solares fotovoltaicos repartidos en 70 edificios. Además de en los paneles fotovoltaicos, la cooperativa ha invertido, junto con otras entidades en dos parques eólicos de 2 MW y 3 MW (Boontje, 2013).

La cooperativa fue puesta en marcha por el banco cooperativo Volksbank Odenwald eG, porque vio el potencial de desarrollo económico local con las energías renovables. Gracias a la cooperación de los ayuntamientos, muchos tejados de edificios públicos se alquilaban para la instalación de paneles fotovoltaicos.

El Volksbank pagaba los sueldos de los directivos de la CES hasta que la cooperativa pudo pagarlos por sí misma. La cooperativa creció hasta tal punto que fue capaz de independizarse de su iniciador (Volksbank), aunque todavía operan en estrecha colaboración. En los años 2011 y 2012 proporcionó a sus miembros un dividendo del 3,5%.

La cooperativa ha acumulado 8.000.000 € en acciones de sus miembros (equity), complementado 35.000.000 € en préstamos del Volksbank, lo que supone un equity ratio del 23%.

Solamente los ciudadanos que viven Erbach y municipios cercanos pueden ser miembros de la cooperativa.

La cooperativa pretende desarrollar 80 turbinas eólicas en los próximos años y está barajando la posibilidad de participar en una instalación de producción de pellet.

Actualmente vende su propia electricidad a través de una cooperativa eléctrica externa, pero pretende comenzar a vender su propia electricidad directamente a sus miembros.

CAPÍTULO 6. ESTADO DEL ARTE DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LAS CES EN ESPAÑA

6.1. Evolución de la Energías Renovables en España

Gracias a la introducción de medidas para el fomento de RES, el número de instalaciones de generación energética renovable se ha incrementado notablemente, especialmente en el sector eléctrico (figura 6.1). El porcentaje de RES en el consumo eléctrico, ha pasado del 19% en 2004 al 33,5% en 2012 y ha superado los objetivos establecidos por la UE para la electricidad eléctrica renovable:

- En 2010, el 29,7% del consumo de electricidad procedía de fuentes renovables (la Directiva 2001/77/CE establecía para 2010 un objetivo indicativo del 29,4%).
- En 2013 y 2014, el 42,4% y el 42,8 respectivamente del consumo de electricidad procedía de fuentes renovables (Red Eléctrica de España, 2014), superando el objetivo obligatorio del 39% establecido para 2020 en la Directiva 2009/28/CE.

En la Directiva Europea 2009/28/CE, se estableció como objetivo para España en 2020, que el 20% del consumo final de energía proceda de fuentes renovables. Según el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables 2011-2020 (MIET, 2010), el gobierno espera superar este objetivo (22,7% de RES en consumo final).

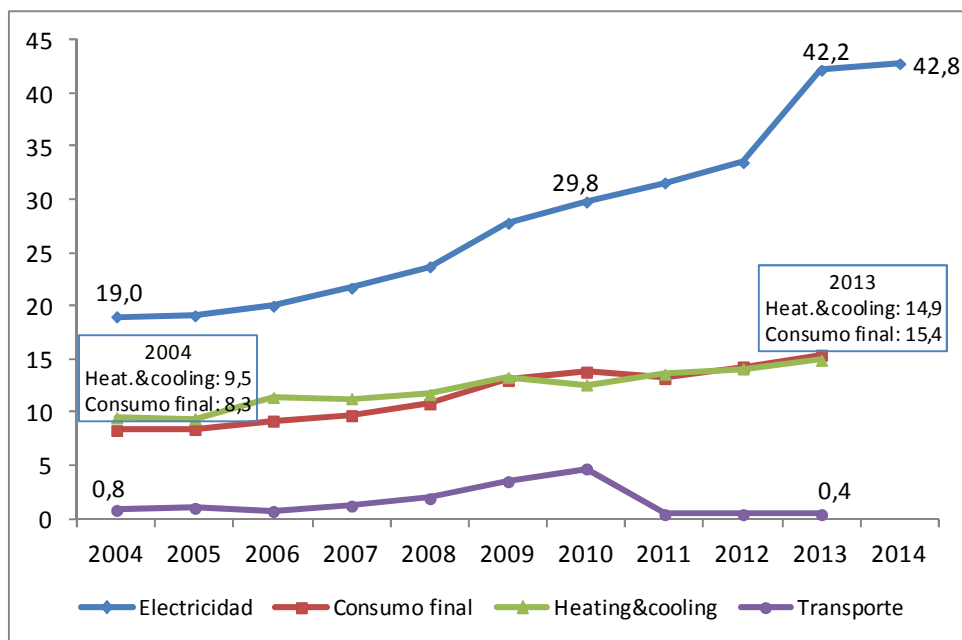


Figura 6.1. Evolución del porcentaje de renovables en el consumo energético en España

Fuente: Eurostat (2015), Red Eléctrica de España (2014).

6.2. Marco legal para el fomento de las energías renovables en España

6.2.1. Normativa previa a la Reforma Energética

La liberalización del sector eléctrico con la ley 54/1997 (JEE, 1997), implicó una modificación importante de su organización, sobre todo en la actividad de generación, que pasa de tener un alto grado de centralización a favorecer la proliferación de múltiples productores independientes. De esta forma, la producción se descentraliza avanzando hacia un sistema distribuido.

Desde entonces y hasta 2012, surgieron varias normativas que establecían incentivos financieros a la producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos:

Real Decreto 2818/1998

El Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración (MIET, 1998), es una de las normativas de desarrollo de la Ley 54/1997 y establece por primera vez un sistema de incentivos para este tipo de instalaciones, siempre que la potencia instalada no supere los 50 MW.

El modelo de incentivo era el market premium, es decir, los productores perciben por la energía vertida a la red, el precio del mercado más una cantidad adicional (premium).

Los productores consumen su propia energía (autoconsumo) y solamente pueden verter a la red la energía excedentaria (producción neta – energía autoconsumida). Las instalaciones productoras a partir de energía solar (termoeléctrica o fotovoltaica), eólica, hidráulica, geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica y la energía de las corrientes marinas, pueden verter a la red toda la energía producida.

Anteriormente, según el Real Decreto 2366/1994, en el que se estableció el Régimen Especial, estas instalaciones (Potencia máxima = 100 MW) sólo podían vender la energía excedentaria sin percibir ningún incentivo.

Real Decreto 436/2004

El Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de

producción de energía eléctrica en régimen especial (MIEC, 2004), sustituye al Real Decreto 2818/1998.

Los productores consumen su propia energía (autoconsumo) y solamente pueden verter a la red la energía excedentaria (producción neta – energía autoconsumida). Las instalaciones productoras a partir de energía solar (termoeléctrica o fotovoltaica), eólica, hidráulica, geotérmica, de las olas, de las mareas, de las rocas calientes y secas, la oceanotérmica, la energía de las corrientes marinas y la biomasa/biogás, pueden verter a la red toda la energía producida (las mismas que en el Real Decreto 2818/1998, además de la biomasa y el biogás).

En cuanto al tipo de incentivo, los productores pueden elegir entre dos opciones:

- Ceder la electricidad a la empresa distribuidora, percibiendo por ello una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en c€/kWh (feed-in tariff).
- Vender la electricidad libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado, del sistema de contratación bilateral o a plazo, o de una combinación de ambos. En este caso, el precio de venta será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de su instalación, complementado por una prima (market Premium) y por un incentivo por participación en el mercado, expresados en c€/kWh.

El Real Decreto 2818/1998 y el Real Decreto 436/2004, tuvieron un gran efecto llamada y el número de instalaciones en régimen especial experimentó un fuerte incremento, por lo que se hizo necesario regular ciertos aspectos técnicos y modificar el régimen retributivo.

Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial (MIET, 2007a), sustituye al Real Decreto 436/2004.

Al igual que en el Real Decreto 436/2004, los productores pueden elegir entre dos modelos de incentivo: feed-in tariff y market Premium.

Algunas de las novedades que introduce el Real Decreto 661/2007 son:

- Prioridad de acceso a red: los generadores de régimen especial tendrán prioridad para la evacuación de la energía producida frente a los generadores de régimen ordinario, con particular preferencia para la generación de Régimen Especial no gestionable.
- Los productores de todas las tecnologías incluidas en el Régimen Especial pueden optar por vender toda su producción o los excedentes.
- En el modelo market Premium, se establecen límites superior e inferior en algunas tecnologías para la suma del precio horario del mercado diario, más una prima de referencia, de forma que la prima a percibir en cada hora, pueda quedar acotada en función de dichos valores (cap-and-floor system).

De esta manera, se protege al promotor cuando los ingresos derivados del precio del mercado fueran excesivamente bajos y se elimina la prima cuando el precio del mercado es suficientemente elevado para garantizar la cobertura de sus costes, eliminando irracionalidades en la retribución de tecnologías.

- La retribución de la energía generada por la cogeneración se basa en los servicios prestados al sistema, tanto por su condición de generación distribuida como por su mayor eficiencia energética, introduciendo, por primera vez, una retribución que es función directa del ahorro de energía primaria que exceda del que corresponde al cumplimiento de unos requisitos mínimos.

Estas normativas basadas en incentivos económicos con cargo al sistema eléctrico, contribuyeron al fuerte incremento experimentado por la potencia instalada de generación eléctrica renovable en España hasta 2012 (figura 6.2). Las tecnologías que más crecieron fueron la eólica y la solar fotovoltaica.

Sin embargo, al contrario que en Alemania y EEUU, este gran desarrollo de la electricidad renovable no ha ido acompañado de un gran incremento en el número de CES.

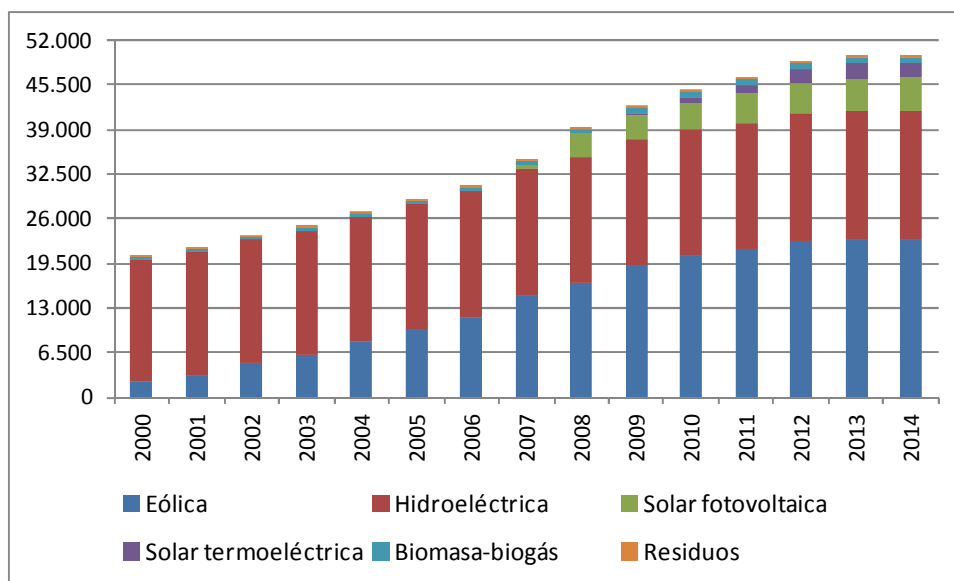


Figura 6.2. Evolución de la potencia instalada en Régimen Especial en España
Fuente: IDAE, 2015; Red Eléctrica de España, 2015

En la figura 6.3 se muestra la evolución de la potencia eólica instalada.

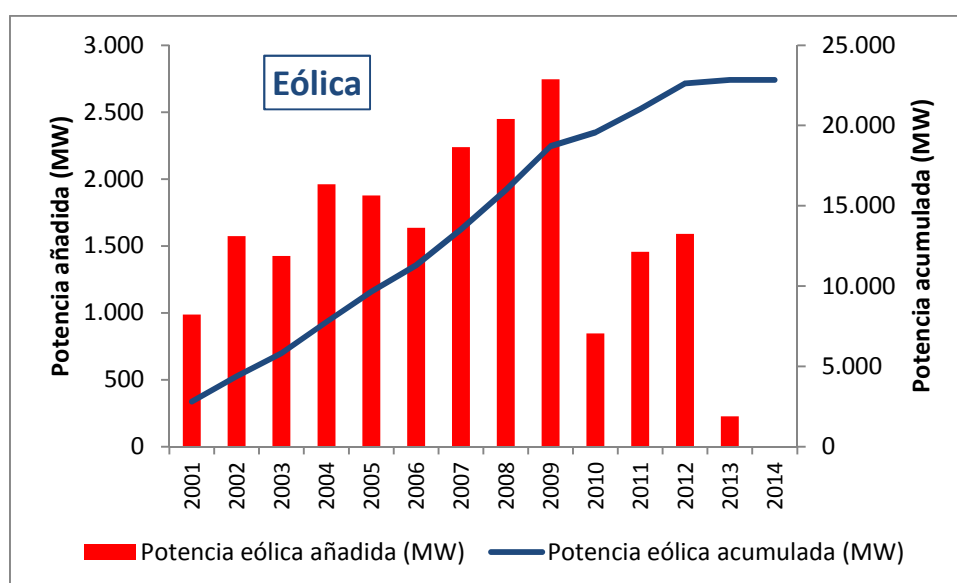


Figura 6.3. Evolución de la potencia eólica instalada en España
Fuente: Red Eléctrica de España, 2015

En la figura 6.4 se muestra la evolución de la potencia eólica instalada.

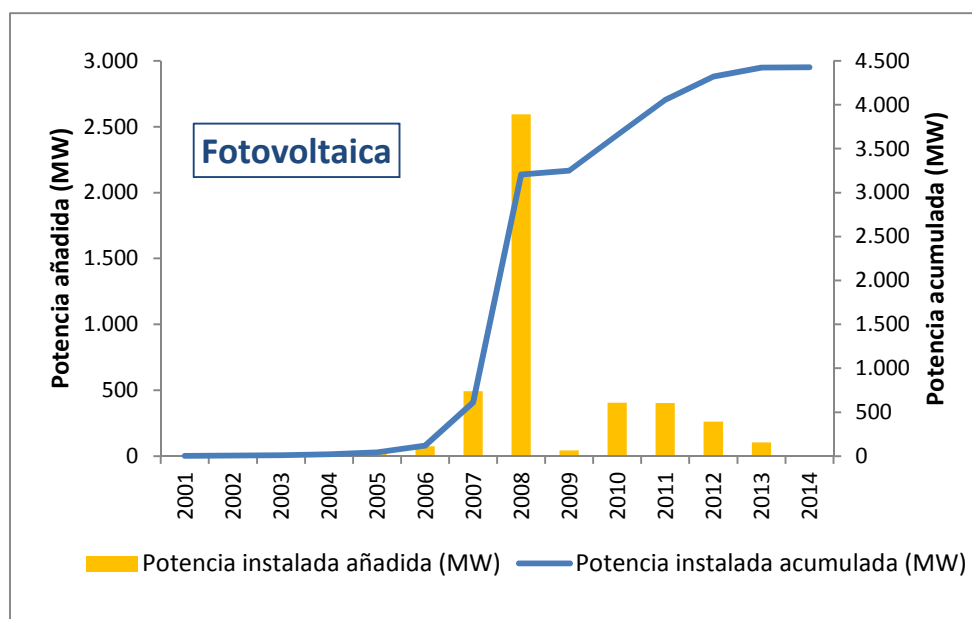


Figura 6.4. Evolución de la potencia instalada de solar fotovoltaica en España

Fuente: Red Eléctrica de España, 2015

Como contrapartida, a la vez que crecía el número de instalaciones de este tipo, aumentaban los costes en que incurría el sistema eléctrico con los incentivos al régimen especial, así como su porcentaje de participación en los costes regulados: costes de transportar, distribuir, subvencionar determinadas energías y otras actividades y servicios que, según el ordenamiento jurídico, se retribuyen con cargo al sistema.

Como se muestra en la tabla 6.1, el porcentaje de costes del régimen especial sobre el total de costes regulados, pasó del 9,32% en 1998 al 43,57% en 2012 y 41,62% en 2013).

Año	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Costes régimen especial (M€)	532	593	575	764	735	1.017	1.209	1.054	1.394	2.522	3.338	6.214	7.067	6.985	8.445	8.913
Total costes regulados (M€)	5.710	5.302	5.049	5.152	5.309	5.908	7.135	6.836	7.990	10.604	13.051	16.310	18.150	18.109	19.382	21.413
% Régimen Especial	9,32%	11,18%	11,39%	14,83%	13,84%	17,21%	16,94%	15,42%	17,45%	23,78%	25,58%	38,10%	38,94%	38,57%	43,57%	41,62%

Tabla 6.1. Evolución del coste del régimen especial en el sistema eléctrico

Fuente: CNE, 2013

Por otra parte, los ingresos recaudados a través de los peajes de acceso (precios regulados que fija la Administración y pagan los consumidores por acceder al Sistema) son insuficientes para compensar estos costes, por lo que se origina un déficit tarifario (diferencia entre los ingresos recaudados a través de las tarifas reguladas y los costes reales correspondientes a las mismas). En la figura 6.5, se ilustra con un ejemplo, cómo se genera el déficit de tarifa.

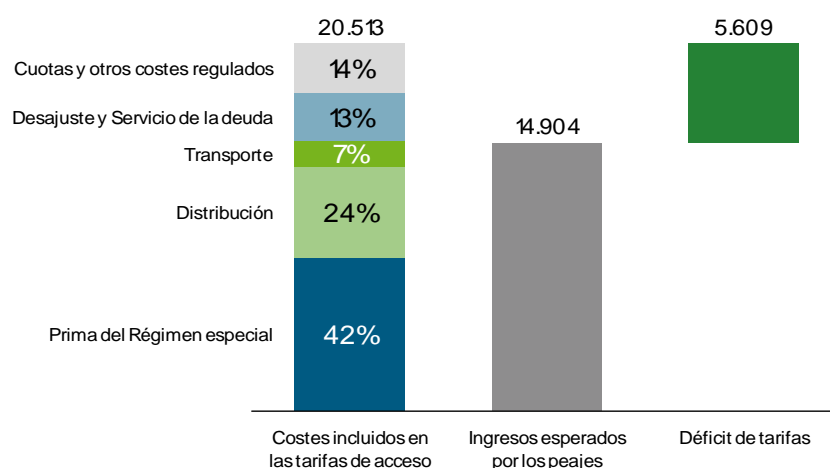


Figura 6.5. Ejemplo de generación de déficit de tarifa (M€)

Fuente: Energía y Sociedad, 2013

Como los ingresos recaudados a través de los peajes de acceso no eran suficientes para cubrir los costes totales del sistema eléctrico, el déficit tarifario aumenta y la deuda se acumula, superando los 28.000 millones de euros a finales de 2012 (CNE, 2013).

Como consecuencia, el sistema eléctrico está cada vez más endeudado y el precio que pagan los consumidores en su factura eléctrica es cada vez más alto (tablas 6.2 y 6.3).

2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
0.0859	0.0872	0.0885	0.0900	0.0940	0.1004	0.1124	0.1294	0.1417	0.1597	0.1766	0.1752

Tabla 6.2. Evolución de los precios de la electricidad para consumidores domésticos (€/kWh)

Fuente: Eurostat, 2015

2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
0.0520	0.0528	0.0538	0.0686	0.0721	0.0810	0.0915	0.1098	0.1110	0.1082	0.1155	0.1165

Tabla 6.3. Evolución de los precios de la electricidad para consumidores industriales (€/kWh)

Fuente: Eurostat, 2015

A partir de 2012, surgieron nuevas normativas orientadas a paliar el gran déficit generado por el sistema eléctrico.

6.2.2. Normativa destinada a paliar el déficit tarifario

- **Real Decreto-Ley 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la supresión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos (JEE, 2012a).

Las nuevas instalaciones que se proyecten a partir de su entrada en vigor, percibirían por la energía vertida a la red el precio de mercado.

- **Ley 15/2012**, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (JEE, 2012b).

Establece entre otras medidas, un impuesto del 7% sobre el valor de la producción de energía eléctrica, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central. Este impuesto es aplicable a la producción de todas las instalaciones de generación, ya sean de régimen ordinario o especial, por lo que afectaría a la cogeneración y a las energías renovables.

Teniendo en cuenta que las instalaciones de producción eléctrica con renovables o cogeneración tienen un coste alto de implantación, las nuevas instalaciones serían mucho menos rentables sin los incentivos que establecía el RD 667/2007 y con el impuesto sobre la producción regulado en la Ley 15/2012.

6.2.2.1. Reforma del sector eléctrico

En 2013 se inicia la reforma del sector eléctrico con la promulgación del **Real Decreto-ley 9/2013**, (JEE, 2013a), por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Estableció, entre otras cosas, la desaparición del Régimen Especial, la derogación del Real Decreto 661/2007 y la habilitación del Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica, tanto nuevas como existentes, a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Asimismo, introdujo los principios sobre los que se articula el régimen aplicable a estas instalaciones, que fueron posteriormente integrados en la nueva Ley del Sector Eléctrico (**Ley 24/2013**, de 26 de diciembre) (JEE, 2013b), la cual es una de las normativas de desarrollo del Real Decreto-Ley 9/2013 y sustituye a la anterior ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997).

El desarrollo del Real Decreto-ley 9/2013 se ha demorado bastante, especialmente en lo que se refiere a:

- Generación a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos: el Real Decreto 413/2014, se publicó casi un año después de la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013.
- Autoconsumo eléctrico: el Real Decreto 900/2015 se aprobó en octubre de 2015 (MIET, 2015a).

Esta situación generó mucha incertidumbre, no sólo en los inversores en futuras instalaciones, sino también para los que invirtieron contando con unos incentivos por estar incluidos en el Régimen Especial, se les aplicaron recortes retroactivos según el Real Decreto 413/2014 y ahora tienen grandes dificultades para amortizar su inversión en un tiempo razonable.

6.2.2.1.1. Real Decreto 413/2014

Una de las normas de desarrollo del Real Decreto-Ley 9/2013, es el **Real Decreto 413/2014**, por el que se regula la actividad de producción eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos (MIET, 2014a).

El ámbito de aplicación (artículo 2) de la Propuesta, incluye a todas las instalaciones productoras de este tipo, tanto nuevas como existentes, independientemente de su potencia.

Instalaciones con derecho a retribución específica:

Solamente determinadas instalaciones tendrán derecho a un régimen retributivo específico (adicionalmente a los ingresos percibidos por su participación en el mercado de producción):

- a) Las que establezca el Gobierno para fomentar la producción mediante instalaciones de energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, cuando exista una obligación de cumplimiento de objetivos energéticos derivados de Directivas u otras normas de Derecho de la Unión Europea o cuando su introducción suponga una reducción del coste energético y de la dependencia energética exterior.

El Régimen Retributivo Específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.

Para la determinación del Régimen Retributivo Específico aplicable, cada instalación, en función de sus características, tendrá asignada una instalación tipo. La retribución concreta de cada instalación se obtendrá a partir de los parámetros

retributivos de la instalación tipo que le corresponda y de las características de la propia instalación.

Para el cálculo de los parámetros retributivos de la instalación tipo se aplicarán los valores que resulten del procedimiento de concurrencia competitiva.

b) Nuevas instalaciones de producción de tecnologías eólica y solar fotovoltaica y modificaciones de las existentes que se ubiquen en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares (disposición adicional quinta).

La asignación de dicho régimen retributivo específico se realizará mediante concurrencia competitiva.

Con carácter extraordinario y hasta el día 31/12/2014, se podrá exceptuar la aplicación de este procedimiento, cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca con anterioridad al 31 de diciembre de 2016 (disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico).

c) Instalaciones (o modificaciones) de las tecnologías distintas a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica, siempre que no hayan sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución, ni en la sección primera del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, pero hayan solicitado esa inscripción antes de la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 1/2012 o dispusieran de acta de puesta en servicio definitiva antes del 27/01/2014.

El Régimen Retributivo Específico se otorgará a un máximo de 120 MW y no será de aplicación el procedimiento de concurrencia competitiva, sino que se establecerá reglamentariamente, con los parámetros retributivos establecidos en una orden ministerial (disposición adicional cuarta).

d) Instalaciones adjudicatarias del concurso de instalaciones de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador (disposición adicional tercera).

e) Instalaciones que tengan reconocido el régimen económico primado a la entrada en vigor del Real Decreto-Ley 9/2013 (instalaciones existentes en el antiguo Régimen Especial) (disposición adicional segunda).

Cálculo de la retribución específica:

Este régimen retributivo, adicional a la retribución por la venta de energía generada al precio del mercado de producción, estará compuesto por:

- Término de inversión por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por la venta de energía en el mercado.
- Término de producción que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo.

Excepcionalmente, el régimen retributivo podrá incorporar además un incentivo a la inversión para determinadas instalaciones situados en sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, cuando supongan una reducción global del coste de generación.

El régimen retributivo no sobrepasará el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que permitan competir a estas instalaciones en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado y que permita obtener una rentabilidad razonable referida a la instalación tipo en cada caso aplicable.

Para el cálculo de la retribución específica se consideran, para una instalación tipo, a lo largo de su vida útil regulatoria, y en referencia a la actividad realizada por una empresa eficiente y bien gestionada, los valores que resulten de considerar:

- Los ingresos estándar por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción.
- Los costes estándar de la explotación.
- El valor estándar de la inversión inicial. A efectos de cálculo de la retribución específica, el valor estándar de la inversión inicial se determinará mediante el procedimiento de concurrencia competitiva para otorgar el régimen retributivo adicional a cada instalación.

Mediante la **Orden Ministerial IET/1045/2014**, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, (MIET, 2014b) se establece una clasificación de

instalaciones tipo en función de la tecnología, potencia instalada, antigüedad, sistema eléctrico y otros criterios. Esta Orden Ministerial contiene más de 1.200 instalaciones tipo.

Esta nueva regulación no favorece la implantación de nuevas instalaciones y perjudica económicamente a las existentes, ya que se establecen recortes en los incentivos con carácter retroactivo.

En este contexto, parece lógica la preocupación actual de las empresas productoras. Varias asociaciones de productores, entre ellas UNEF de fotovoltaica, AEE de eólica y ACOGEN de cogeneración, expresan la gran inquietud de sus miembros ante las consecuencias que se esperan de esta nueva normativa: enormes recortes a los incentivos previstos en el momento de la inversión, que disminuirán la rentabilidad e imposibilitarán la refinanciación de muchas de estas instalaciones, los obliga a parar plantas, ajustar sus plantillas y a vender activos (Romero-Rubio et al., 2014).

Según el balance de la cogeneración realizado por ACOGEN a finales de 2014, en base a las plantas inscritas en la CNMC, la potencia instalada de cogeneración había disminuido un 27% con respecto a 2013. Mientras que en 2013 había 999 plantas inscritas, en 2014 quedaban 626 en funcionamiento, debido a que casi el 40% de las plantas había parado de forma temporal o definitiva (ACOGEN, 2014).

Como se puede ver en las figuras 6.3 y 6.4, el crecimiento de la potencia instalada de energía eólica y fotovoltaica prácticamente se paraliza a partir de 2013.

6.2.2.1.2. Real Decreto 900/2015

En octubre de 2015 se aprobó el Real Decreto 900/2015, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Algunos de los puntos más relevantes de este Real Decreto son (MIET, 2015a):

- No contempla el autoconsumo con balance neto.
- Se aplica a instalaciones nuevas y existentes de autoconsumo con conexión a red.
- Contempla dos modalidades de autoconsumo:
 - Modalidad 1: Consumidor en un único punto de suministro o instalación, que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación destinadas a consumo propio y que no estén dadas de alta en el Registro

Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica. La potencia contratada por el consumidor no excederá de 100 kW y será igual o superior a la potencia instalada de generación.

- Modalidad 2: consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación, que esté asociado a una o varias instalaciones de producción que estén inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica, conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructuras de conexión con el consumidor o conectados a través de una línea directa.

La potencia contratada por el consumidor deber ser igual o superior a la potencia de generación.

- No se permite que un generador se conecte a la red interior de varios consumidores (artículo 4.2). Este punto no favorece a las CES.
- Vertidos de energía excedentaria a la red eléctrica:
 - Los consumidores de la modalidad 1 no recibirán ninguna contraprestación económica ni créditos en su factura eléctrica por los excedentes vertidos a la red
 - Los consumidores de la modalidad 2 pueden vender los excedentes a precio de mercado. En caso de instalaciones con régimen retributivo específico, se aplicará éste.
- Además de los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte, al consumidor acogido a cualquiera de las dos modalidades, le resultarán de aplicación:
 - Cargos asociados a los costes del sistema eléctrico (pagos por capacidad, incentivos a las renovables, etc.). Se aplicarán sobre la energía importada de la red y sobre la energía autoconsumida.
 - Cargos por otros servicios del sistema. Pagos a realizar por la función de respaldo que el conjunto del sistema eléctrico realiza para posibilitar la aplicación del autoconsumo. Se aplicará sobre la energía autoconsumida.
- Los dos cargos se establecerán mediante Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Hasta entonces, serán de aplicación los valores provisionales establecidos en la Disposición Transitoria Primera del Real Decreto. Los consumidores acogidos a la modalidad 1 conectados en baja tensión, con potencia contratada igual o inferior

a 10 kW, están exentos del pago de los cargos provisionales establecidos en la citada Disposición Transitoria.

- Se reducen los cargos para los consumidores ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Hasta el 31 de diciembre de 2019, las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración estarán exentas de los cargos aplicables a la energía autoconsumida.
- Tiene carácter retroactivo, obligando a las instalaciones existentes a acogerse a alguna de las modalidades, inscribirse en el registro de autoconsumo de energía eléctrica y cumplir con el resto de normas establecidas en el Real Decreto.
- Establece sanciones desproporcionadas para los consumidores y productores que incumplan los requerimientos establecidos en el Real Decreto. Por ejemplo, el incumplimiento de la obligación de registro se consideran infracción “muy grave” y puede conllevar multas de hasta 60 millones de euros.

Antes de entrar en vigor el Real Decreto 900/2015, se elaboraron tres borradores (2011, 2013, 2015) y una modificación del último (2015), lo que ha mantenido la incertidumbre durante varios años. Solamente el primer borrador contemplaba el balance neto. El resto de borradores para regular el autoconsumo, surgieron después del Real Decreto-Ley 9/2013, ninguno contemplaba el balance neto y todos imponían un pago “por respaldo” por la energía autoconsumida, conocido popularmente como “impuesto al sol”.

La aprobación de este Real Decreto nuevamente ha generado un gran descontento en el sector de las renovables, que se suma al que en su momento creó la aprobación del Real Decreto 436/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014, descritas en el apartado 6.2.2.1.1.

Además de establecer condiciones que desincentivan la puesta en marcha de nuevas instalaciones, se imponen medidas con carácter retroactivo para las instalaciones existentes, alargando el período de amortización previsto en el momento de su puesta en marcha.

Como se puede ver con frecuencia en los medios informativos y en páginas web de asociaciones de productores de energías renovables, una opinión generalizada en el

sector de las renovables es que el Gobierno, en lugar de incentivar el uso de renovables, lo está obstaculizando.

A continuación se muestran algunos titulares de prensa en relación con los recortes a la retribución de las renovables y la regulación del autoconsumo:

- *“Termosolar, eólica y biomasa sufren la mayor pérdida de empleo de las renovables en la legislatura”* (Expansión, 2015).

- *Acogen pide a Industria que escuche a la CNMC y “cambie totalmente” su propuesta de orden* (Europa Press-Mercado Financiero, 2015).

- *“Decreto de autoconsumo eléctrico. El Gobierno aprueba el impuesto a la energía solar”* (Cinco Días, 2015).

- *“El Gobierno aprueba el “impuesto al sol” para el autoconsumo eléctrico”* (El País, 2015).

- *“El gobierno insiste en impedir el autoconsumo en España”* (UNEF, 2015).

6.3. Comunidades Energéticas Sostenibles en España

Aunque en España el número de CES es muy escaso, hasta 2012, en España se estaba creando un contexto propicio para el desarrollo de comunidades energéticas sostenibles. Algunas circunstancias que consideramos favorables son:

- Alto potencial de energías renovables.
- Regulación de la producción eléctrica en régimen especial, que establecía incentivos financieros a la producción eléctrica renovable y la cogeneración. Al igual que el EEG y el KWKG alemanes, esta normativa ha estado en constante evolución y es el núcleo central de la política energética en materia de renovables.
- Fomento de la cogeneración: Real Decreto 616/2007 (MIET, 2007b).
- La Ley de Economía Sostenible (Ley 2/2011, de 4 de marzo), obliga, entre otras cosas, a que la Planificación Energética 2012-2020 se realice optimizando la participación de las energías renovables en la cesta de generación energética y en particular en la eléctrica (JEE, 2011).
- El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) lanzó los programas GIT (Grandes Instalaciones Térmicas) para favorecer la implantación de redes de district heating/cooling para distribución de energía térmica producida a

partir de energías renovables, concretamente, solar, biomasa y geotérmica (IDAE-Programa GIT, 2014).

- En el Plan de Acción Nacional de Energías renovables 2011-2020 (MIET, 2010), se proponen:
 - El cambio hacia sistemas de redes inteligentes (smart grids).
 - Medidas para la integración de:
 - Biogás en redes de gas natural.
 - Electricidad renovable en el sistema eléctrico.

Pero desde 2012, este contexto ha sufrido un gran cambio, especialmente en la normativa relacionada con los incentivos a la electricidad renovable y a la cogeneración, que se ha vuelto desfavorable e inestable.

Al contrario que en Alemania y EEUU, el gran desarrollo experimentado en los últimos años por las RES no ha ido acompañado de un aumento importante en el número de CES. Las pocas que existen se pueden encuadrar en dos tipologías:

- CES comercializadoras de energía eléctrica: Cooperativas que se dedican principalmente a la comercialización de electricidad renovable producida por terceros
- CES productoras de energía eléctrica: Generalmente se trata de cooperativas agro-ganaderas que implantan medidas de eficiencia energética en sus procesos de producción, como es el caso de COVAP y FEIRACO, dos cooperativas productoras de leche que entre otras medidas, han instalado sendas plantas de cogeneración a gas natural de aproximadamente 7,5 MW cada una.

6.3.1. CES comercializadoras de energía eléctrica

La mayoría de las cooperativas distribuidoras/comercializadoras de electricidad surgen a principios del siglo XX de la necesidad de suministrar energía a poblaciones rurales cuya explotación no resultaba rentable a las grandes compañías. Según los registros de distribuidores (MIET, 2015b) y comercializadores de energía eléctrica (CNMC, 2015), en España existen actualmente unas 22 cooperativas que realizan estas actividades. La mayoría de estas cooperativas distribuyen y venden electricidad a sus socios, reinvierten sus beneficios en nuevas instalaciones y en actividades de obra social.

No hay ninguna cooperativa inscrita en el registro de comercializadores antes de 2010, debido a que el Real Decreto 1955/2000 (una de las normas que desarrollaba la Ley 54/1997), exigía a las empresas comercializadoras que estuviesen inscritas en el Registro Mercantil (MIEC, 2000). Las cooperativas se inscriben en un registro propio, el Registro de Cooperativas, que no coincide con el Registro Mercantil, por lo que no cumplían este requisito y por tanto, no podían tramitar su autorización para comercializar energía. Es más, algunas cooperativas constituidas antes de la entrada en vigor del Real Decreto 1955/2000, tuvieron que modificar su forma jurídica para poder ser ejercer la actividad de comercialización.

En 2010, la Confederación española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios (Hispancoop), consiguió que este articulado se modificara, permitiendo que las cooperativas pudieran realizar la actividad de comercialización.

Actualmente, la ley 24/2013 (JEE, 2013b), de 26 de septiembre del Sector Eléctrico (deroga la ley 54/1997), establece claramente que las cooperativas pueden realizar la actividad de comercialización (artículo 6.f).

En los últimos años, estas cooperativas están encontrando dificultades para obtener rentabilidad con la venta de electricidad, debido fundamentalmente a los altos precios de la electricidad y a los descuentos que ofrecen a sus clientes para poder competir con las grandes compañías eléctricas (Hispancoop, 2013).

El 73% (16 cooperativas) se sitúan en la Comunidad Valenciana (donde abastecen a unos 50.000 socios). El resto se ubican en la Comunidad de Madrid (2), Cataluña (2), Andalucía (1) y País Vasco (1).

De todas ellas, **sólo 4 pueden ser consideradas CES**, ya que son las únicas que venden electricidad renovable (con certificados de origen): Enercoop, Zencer, GoiEner y Som Energia. Actúan a nivel peninsular (salvo Enercoop, cuyo ámbito de actuación se reduce a la provincia de Albacete).

6.3.2. CES productoras de energía eléctrica

En este apartado se enumeran varios ejemplos de cooperativas agroalimentarias españolas que han implantado medidas de eficiencia energética y/o energías renovables. Aunque su actividad principal no se encuadre en el sector energético, en esta tesis se considerarán CES, por las siguientes razones:

- Son organizaciones con la forma jurídica de cooperativa, cuya filosofía debe de estar basada en los siete principios cooperativos establecidos por la Alianza Cooperativa Internacional (ACI) y, que son, en gran medida, aplicables a las CES:
 - 1) Adhesión abierta y voluntaria
 - 2) Gestión democrática por parte de los socios
 - 3) Participación económica de los socios
 - 4) Autonomía e independencia
 - 5) Educación, formación e información
 - 6) Cooperación entre cooperativas
 - 7) Interés por la comunidad
- Si han implantado energías renovables o medidas de eficiencia energética, deben de ser organizaciones concienciadas con la producción sostenible, la eficiencia energética, las energías renovables, y en algunos casos, el aprovechamiento de residuos.

6.3.2.1. Ejemplos

Grupo Coren (Cooperativas Orensanas, S.C.G.)

Es la red de cooperativas avícolas y ganaderas más importante de Galicia y el mayor grupo cooperativo del sector agroalimentario español. Es una cooperativa de segundo grado, integrada por 20 cooperativas de primer grado y unos 3.200 socios (Arcas, N. et al., 2013).

Entre sus instalaciones, cuenta con:

- 2 plantas de cogeneración, de 3,5 MW (gas natural) y 6,5 MW (gasóleo). Toda la electricidad producida (para abastecer a unas 20.000 personas) se vende a la red y la energía térmica residual se aprovecha para secar purines.
- 1 planta de cogeneración con biogás procedente de residuos ganaderos, con una potencia de 14,8 MW. Además de producir electricidad, esta planta trata residuos ganaderos transformándolos en abono, evitando a su vez, problemas de contaminación ambiental generados por residuos ganaderos. Para el desarrollo de

esta planta se ha utilizado la tecnología más avanzada, tras conocer experiencias similares en países como Italia, Dinamarca y Holanda (Grupo Coren, 2015).

La capacidad de tratamiento de la planta asciende a 110.000 toneladas de residuos al año (unos 5.000 camiones) que, una vez depurados, quedan reducidos a 15.000 toneladas de abono orgánico rico en nutrientes, tratado térmicamente.

Con la digestión y el tratamiento del biogás generado por los residuos, la planta obtiene, además del abono, calor y electricidad suficiente para cubrir 25 granjas propias y 107 instalaciones de cooperativistas.

Sin embargo, debido a los recortes retroactivos establecidos en el Real Decreto 436/2014 y la Orden Ministerial IET/1045/2014 para las instalaciones productoras de electricidad renovable, la planta de tratamiento de purines y generación de electricidad con biogás de Coren, que supuso una inversión de 22 millones de euros, dejó de ser rentable y cerró a finales de 2014. Esta planta funcionaba 24 horas al día, 365 días al año.

Otras 28 plantas de tratamiento de purines y producción de biogás existentes en España, entraron en situación de inviabilidad a raíz de los recortes retroactivos establecidos en la Reforma Energética (Faro de Vigo, 2014).

COVAP, Sociedad Cooperativa Andaluza

Es la cooperativa de primer grado más grande de España por volumen de facturación y el quinto del ranking de grupos cooperativos.

Integrada por unos 15.000 socios (7.000 ordinarios, 8.000 colaboradores), con explotaciones ganaderas en comarcas de las provincias de Córdoba (Los Pedroches, El Guadiato), Badajoz (La Serena) y Ciudad Real (Alcudia). Son comarcas tradicionalmente caracterizadas por la pobreza, la falta de alternativas económicas y una baja densidad de población. De ahí la importancia de COVAP para estas comarcas.

En la cooperativa se desarrollan tres grandes líneas de negocio (lácteos, alimentación animal y productos cárnicos). El resto (2% de las ventas) son actividades menos relevantes como fabricación de platos preparados y comercialización de lanas (Arcas, N. et al., 2013).

Con el objetivo de mejorar la gestión de los impactos ambientales de los centros de producción, COVAP ha establecido una Política de Medio Ambiente que atiende a las siguientes cuestiones (COVAP, 2015):

- Optimización del consumo de recursos naturales, especialmente agua y energía.
- Gestión eficaz de residuos y vertidos para prevenir la contaminación
- Mejora continua del sistema de gestión ambiental
- Cumplimiento estricto de los requisitos legales actuales y futuros aplicables al ámbito medioambiental.

Entre sus instalaciones cuenta con:

- 2 plantas de cogeneración a gas natural de 3,5 MW y de 4 MW.
- 1 planta de generación fotovoltaica de 99 kW (a finales de 2015, esta instalación estaba inscrita con carácter previo en la sección segunda registro del administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica).

FEIRACO, Sociedad Cooperativa Gallega

Feiraco es una cooperativa láctea gallega, integrada por unos 1.500 socios distribuidos en 18 municipios de la Coruña.

Feiraco participa en el proyecto europeo Susmilk 2013-2017, cuyo objetivo es iniciar un cambio de sistema en la cadena de procesos de elaboración y comercialización de la leche y productos lácteos, con la finalidad de reducir al mínimo el consumo de energía y agua y aprovechar los recursos energéticos renovables.

La cooperativa tiene en marcha varios programas de ahorro energético en las principales granjas productoras de leche. Además, ha trabajado en la optimización de las rutas de recogida de la leche, reduciendo costes en el transporte y minimizando su impacto ambiental.

Entre sus instalaciones cuenta con 2 plantas de cogeneración a gas natural de 5 MW y de 2,3 MW (FEIRACO, 2015; Arcas, N. et al., 2013).

ACOR, Sociedad Cooperativa de Castilla y León

Integrada por más de 5.000 socios agricultores de Castilla y León.

En sus comienzos se centró en la molturación de remolacha azucarera y ha ido diversificando sus actividades progresivamente. Hasta 2007, ACOR contaba con 2 plantas azucareras y una planta de producción alcohólica.

Desde 2004, anticipándose a la inminente reforma azucarera de la UE (que no les favorecía), comenzó a diversificar su actividad en el área de la bioenergía, concretamente, en los cultivos energéticos y la producción de aceites, biocarburantes y energía eléctrica. Esta diversificación ha contribuido en gran medida a la consolidación de la cooperativa.

De este modo, ACOR ha pasado de ser, antes de 2005, únicamente productor de azúcar y sus derivados (alcohol y pulpa), a producir actualmente: azúcar, aceites, biodiesel, distintos productos destinados a la alimentación animal (pulpa, harinas de colza y girasol), glicerina y energía eléctrica (ACOR, 2015; Arcas, N. et al., 2013).

Entre sus instalaciones cuenta con:

- 1 parque solar fotovoltaico de 3 MW
- 1 planta integral de producción de aceites y biodiesel que incluye:
 - Planta de cogeneración a gas natural de 6,3 MW
 - Planta de recepción, Secado y Almacenamiento de girasol o colza.
 - Planta de preparación, prensado, extracción y molienda de harinas de girasol y/o colza.
 - Planta de pretratamiento y refinado de aceite de girasol y colza
 - Planta de refinación de aceite
 - Planta de estratificación para obtención de aceite de automoción

Grupo ACOREX (Agrupación de Cooperativas de Regadío de Extremadura)

Cooperativa con fuerte presencia geográfica en Extremadura, integrada por 42 cooperativas que agrupan a unos 6.000 socios agricultores y ganaderos.

La cooperativa consta de varias secciones: suministros (semillas, fitosanitarios, plásticos, carburantes, lubricantes), fertilizantes, riegos, piensos, ganadería, arroz, frutas y hortalizas, cereales y materias primas, ingeniería, informática, asesoría y tiendas (Arcas, N., 2013).

Entre sus instalaciones cuenta con una planta de cogeneración de 4,3 MW, alimentada por biogás procedente de lodos, propiedad de la cooperativa Troil Vegas Altas Soc. Coop., una de las empresas participadas por ACOREX

Aparte de los ejemplos de cooperativas agroalimentarias expuestos, las CES productoras de electricidad son muy poco frecuentes en España, donde se suelen dar otros modelos de propiedad que se describen en el apartado 6.4.

6.4. Instalaciones productoras de electricidad. Modelos de propiedad más frecuentes

Aunque hasta 2012, gracias a los incentivos financieros establecidos en la normativa de Régimen Especial, se incrementó notablemente el número de instalaciones de producción eléctrica a partir de RES (sobre todo eólica y fotovoltaica) y cogeneración, es muy poco frecuente que estas instalaciones sean propiedad de grupos de ciudadanos que puedan ser consideradas CES.

A menudo estas instalaciones se financian a largo plazo con la modalidad Project Finance, basada principalmente en los recursos generados por el propio proyecto y adecuada para grandes inversiones con niveles de apalancamiento elevado. En estos casos, la instalación es propiedad de la empresa vehículo (SPV: Special Purpose Vehicle) a través de la cual se financia el proyecto. La SPV no tiene otra actividad y/o activos que el objeto de financiación, por lo que no compromete otros proyectos del mismo promotor.

En España, muchas SPV propietarias de una instalación de RES, son Sociedades Anónimas o Sociedades Limitadas, participadas por una o más grandes empresas del sector energético o de la construcción. En algunos casos, también participa el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) o agencias regionales de energía. La población local o los Ayuntamientos raramente forman parte del accionariado.

6.4.1. Parques eólicos

El Project Finance es el modelo de financiación predominante, por lo que las instalaciones son propiedad de una SPV. En España no existe una forma legal equivalente a GmbH & Co. KG, que es la forma jurídica estándar de los parques eólicos propiedad de ciudadanos en Alemania.

Según la AEE (Asociación Empresarial Eólica), aunque la población local no suele participar en el accionariado, generalmente aceptan bastante bien el proyecto, ya que se benefician de un aumento de ingresos (alquiler/venta de terrenos, nuevos negocios, etc.) y en muchos casos, de nuevos empleos. Existen unos 800 pueblos que se han regenerado con la instalación de parques eólicos.

Según Toke, D. et al. (2008), en España son raras las iniciativas populares en la construcción del parques eólicos y generalmente son las grandes empresas eléctricas las que se implican económicamente. Además, se da un alto grado de concentración de la propiedad en ciertas empresas. En 2014, 10 grandes empresas energéticas son propietarias del 73,1% de la potencia eólica instalada en España, lo que da idea del alto grado de concentración de la propiedad (DBK, 2014).

6.4.2. Huertos solares fotovoltaicos

Debido a que la normativa de Régimen Especial, favorecía a las instalaciones fotovoltaicas de $P \leq 100$ kW con mayores incentivos financieros que los que obtenían las de $P > 100$ kW, el promotor (a menudo, una empresa participada por una o más empresas del sector energético o de la construcción), divide la instalación en varias instalaciones de potencia igual o inferior a 100 kWp y las vende a pequeños inversores como producto de inversión.

Con frecuencia, la propiedad un huerto solar se reparte entre pequeños inversores que adquieren una parte como producto de inversión, pero no se pueden considerar CES, ya que se trata de inversores independientes, no agrupados. Cada uno decide por su cuenta sobre la parte del huerto que ha adquirido.

En contraste con la gran concentración de la propiedad en el sector eólico, el sector fotovoltaico presenta una gran atomización, existiendo numerosas pequeñas instalaciones y reuniendo los operadores líderes una pequeña participación (12,8%) sobre el mercado total (DBK, 2014).

6.4.3. Biomasa

Las instalaciones de generación eléctrica con biomasa en sus diversas formas (sólido, líquido, gas) y procedencia (cultivos energéticos, residuos ganaderos, etc.) tampoco suelen ser propiedad de CES, sino que en muchos casos, son propiedad de una empresa

vehículo (SPV) creada para su financiación mediante Project Finance y participada por grandes empresas constructoras o del sector energético.

6.4.4. Cogeneración a gas natural

Las instalaciones de cogeneración a gas natural suelen ser propiedad de Sociedades Anónimas o Limitadas cuya actividad se centra en la industria (alimentaria, madera, papel, material de construcción, etc.), hospitales o polideportivos. También se dan algunos casos de cogeneración con District Heating en campus universitarios o zonas residenciales.

CAPÍTULO 7. ANÁLISIS COMPARATIVO. BARRERAS Y OPORTUNIDADES PARA LAS CES EN ESPAÑA

En los capítulos 4, 5 y 6 se ha descrito la evolución de las energías renovables y las CES en EEUU, Alemania y España. Se han encontrado varias similitudes en el desarrollo de RES en los tres países:

Las energías renovables han experimentado un fuerte crecimiento en los últimos años, debido en gran parte a políticas de apoyo que impulsan su desarrollo.

- Estas políticas de fomento de RES se han dirigido principalmente al sector eléctrico, por lo que el porcentaje de renovables en el consumo eléctrico es el que más ha crecido, en comparación con los porcentajes de renovables en otros usos (calefacción/refrigeración y transporte).

Esta es la razón por la que en el análisis de normativas y desarrollo de CES se ha prestado especial atención a la electricidad renovable.

- La eólica y la solar fotovoltaica son las tecnologías cuya potencia instalada más se ha incrementado.

Sin embargo, a pesar de estas similitudes en la evolución de las RES en los tres países, existen bastantes diferencias en el marco normativo de apoyo a las RES, así como en la evolución y características de las CES.

7.1. Diferencias en la normativa de apoyo a RES

Las principales diferencias en la normativa de apoyo a RES entre los tres países son:

- En Alemania y España, el fomento de RES se ha basado casi exclusivamente en incentivos financieros. Sin embargo, en EEUU, existen tanto incentivos financieros como normativas generalmente de carácter obligatorio (aunque también las hay de carácter voluntario), dirigidas al cumplimiento de objetivos de eficiencia energética o aumento del uso de RES.
- En EEUU la normativa es mucho más compleja y variada que en España y Alemania. Mientras que en España y Alemania la normativa es bastante uniforme, presentando pocas variaciones por zonas geográficas, en EEUU la normativa federal es de aplicación en toda la nación, pero las normativas a nivel estatal varían mucho de un estado a otro.

Además, en EEUU, dentro de un mismo territorio (estado, condado o municipio) o utility, puede haber más de un tipo de incentivo financiero y/o política regulatoria

- Se puede decir que en España y Alemania, el feed-in tariff (FIT) ha sido la clave del gran desarrollo experimentado por la electricidad eléctrica renovable en ambos países. Sin embargo, en EEUU, los principales impulsores han sido los incentivos fiscales establecidos a nivel federal (PTC, ITC y depreciación acelerada).
- En EEUU no existe un FIT de aplicación a nivel federal, solamente en algunos estados y localidades. La forma de aplicación varía en cada estado/localidad.
- El FIT en EEUU presenta una novedad: algunas utilities lo aplican de forma voluntaria.
- En EEUU también llaman FIT a la modalidad de retribución market premium. En Europa se hace distinción entre FIT y market premium.
- En EEUU la modalidad de suministro eléctrico con balance neto (net metering) está muy desarrollada, presenta diversas variantes (entre ellas, Virtual Net Metering, fundamental para CES) y es aplicable en casi todos los estados (concretamente, en 44). No todos los estados lo aplican de la misma forma.

En Alemania existe el balance neto pero no se aplica igual que en EEUU y no se permite Virtual Net Metering.

En España, recientemente se ha regulado el suministro eléctrico con autoconsumo. Esta regulación no contempla el balance neto.

Entre 2004 y 2012, las políticas de fomento de electricidad renovable en España y Alemania han sido muy similares entre sí. A partir de 2012, ambas normativas han evolucionado de forma diferente.

7.2. Diferencias en la evolución y características de las CES

En la evolución y características de las CES se encuentran muchas diferencias entre los tres países. Mientras que en EEUU y Alemania las CES han contribuido enormemente al desarrollo de las energías renovables, en España solamente han surgido algunos casos aislados, a pesar de haber tenido un contexto bastante propicio hasta 2012.

Los ciudadanos alemanes han aprovechado la seguridad financiera que les ofrece el feed-in tariff para constituir CES, principalmente en forma legal de cooperativa o GmbH & Co. KG.

En general, los incentivos financieros existentes en EEUU para el fomento RES, no ofrecen tanta seguridad financiera como en Alemania, ni son de fácil aplicación para grupos de ciudadanos que pretendan invertir de forma colectiva en una instalación de generación renovable.

Más bien al contrario, los incentivos fiscales federales con los que se han financiado la mayoría de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas en EEUU (PTC, ITC y depreciación acelerada), son mucho más adecuados para grandes corporaciones empresariales con importantes obligaciones fiscales y suficientes ingresos pasivos para aprovechar eficientemente esos incentivos.

Sin embargo, en EEUU los ciudadanos han buscado la forma de invertir colectivamente en instalaciones renovables, diseñando modelos de financiación que maximicen los incentivos federales y estatales aplicables a esas instalaciones, de manera que se optimice su rentabilidad y se cumplan las expectativas de retorno de inversión.

Para ello, han tenido que idear diversas estrategias, como recurrir a socios capaces de utilizar eficientemente estos incentivos, buscar exenciones en las leyes relativas a securities, participar en programas promovidos por las utilities (utility-sponsored models) o utilizar estructuras sale/leaseback. Además, los modelos de financiación en EEUU han evolucionado a la par que las normativas que regulan los incentivos, adaptándose a ellos continuamente.

En España, teniendo hasta 2012 un sistema de incentivos muy similar al alemán, con el FIT y el market premium, que ofrecían bastante más seguridad financiera que los incentivos fiscales de EEUU, apenas existen CES que inviertan en RES.

Aparte de un reducido número de CES comercializadoras (concretamente, cuatro) que ofrecen a sus clientes electricidad renovable, en la mayoría de los casos producida por terceros, existen algunas cooperativas agroalimentarias que han invertido en renovables y cogeneración. Con los recortes retroactivos a la producción de electricidad renovable introducidos con la reforma energética, puede que el futuro de algunas de estas instalaciones en cooperativas agroalimentarias sea incierto.

7.3. Factores que han contribuido al desarrollo de CES en EEUU

Algunos de los factores que han podido contribuir al desarrollo de las CES en EEUU (a pesar de no tener, en términos generales, incentivos favorables para inversiones colectivas) son:

- 29 estados establecen RPS obligatorios, lo que implica que muchas utilities estén obligadas a cumplir con objetivos RPS. La organización de programas Community Shared Solar del tipo utility-sponsored como los que se han descrito en el apartado 4.4.3.1.1, contribuye a que las utilities puedan retener RECs que les servirán para cumplir sus obligaciones RPS.

A su vez, estos programas utility-sponsored facilitan el acceso de muchos ciudadanos a las energías renovables, aunque no tengan ingresos económicos especialmente altos o la instalación de un sistema de generación renovable no sea factible, ya sea por falta de espacio, por vivir de alquiler, etc.

- La obligación de cumplir con los RPS favorece un mercado de RECs que proporciona a los productores ingresos adicionales a los obtenidos con la venta de energía.
- Alto grado de desarrollo de la modalidad de suministro net metering, que incluso permite que la variante Virtual Net Metering de forma explícita en algunos estados (incluyendo California, Delaware, Maine, Massachusetts, New Hampshire y Vermont). Esta modalidad permite a los participantes en proyectos energéticos colectivos sustraer su porción de generación off-site en sus propias residencias.
- Iniciativas a nivel estatal dirigidas específicamente al fomento de CES, tales como (DSIRE, 2015):
 - C-BED (Community-Based Renewable Energy Development Initiative), en el estado de Minnesota. Normativa del Minnesota Department of Commerce diseñada para facilitar el desarrollo de proyectos de energías renovables promovidos por CES.

Según la normativa C-BED, la utilities (IOUs, POU's y cooperativas) deben tener en cuenta a las CES cuando pretendan añadir electricidad renovable a su mix de suministro. Aunque las utilities no están obligadas a firmar contratos con proyectos C-BED, el estatuto obliga a la Minnesota Public Utilities Commission

(PUC) a revisar y evaluar cada dos años los esfuerzos y actividades de una utility por comprar energía de proyectos C-BED.

Además, la normativa obliga a las utilities a desarrollar y ofrecer tarifas C-BED a las CES a las que les compran la energía. La utility pagará una tarifa más alta por la electricidad durante los primeros años del contrato (cuando la CES tiene que afrontar los costes de inversión) a cambio de tarifas más bajas en los últimos años del contrato. Las tarifas C-BED están orientadas a contribuir a que los proyectos C-BED superen barreras financieras.

Para que un proyecto sea considerado C-BED, debe cumplir los siguientes requisitos:

- 1% de los ingresos por el acuerdo de compra de electricidad debe ir a los propietarios radicados en Minnesota y otras entidades locales habilitadas.
- Un solo inversor en un proyecto eólico no puede ser propietario de más del 15% del proyecto, excepto los gobiernos locales que pueden ser los únicos propietarios de proyectos community-based.
- Todos los propietarios de fincas por las que pasen líneas de transmisión que sirvan al proyecto, deben tener la oportunidad de invertir en el proyecto.

Más información sobre la iniciativa C-BED se puede encontrar en: <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/2600>

- En Oregón la legislación ha establecido para 2025, el objetivo de que al menos el 8% de la demanda de electricidad en el mercado minorista proceda de instalaciones renovables de capacidad igual o menor de 20 MW y que sean propiedad de CES.
- Difusión del modelo CES, modelos de financiación y métodos de planificación mediante la publicación de numerosas guías, tales como: Guide to Community Shared Solar (DOE SunShot Initiative, 2012), A Guidebook for Community Solar Programs in Michigan Communities (GLREA, 2013), Model Rules for Shared Renewable Energy Programs (IREC, 2013), Community Shared Solar: Review and recommendation for Massachusetts models (Massachusetts Department of Energy Resources, 2013), etc.
- Elevado número de ciudadanos integrados en cooperativas eléctricas.

- Existencia de asociaciones a nivel federal y estatal que representan los intereses de las cooperativas eléctricas.

7.4. Factores que han contribuido al desarrollo de CES en Alemania

Algunos de los factores que han contribuido al gran desarrollo de las CES en Alemania son (Schereuer et al. (2010); Schreuer, 2012; Yildiz, 2014):

- Gran apoyo político a las RES, con objetivos ambiciosos (además de los objetivos fijados por las Directivas Europeas, en el Energy Concept (BMU & BMWi, 2010) el gobierno estableció sus propios objetivos para 2050: el 60% del consumo final de energía y el 80% del consumo de electricidad procedente de fuentes renovables), así como una normativa incentivadora y en constante actualización, a la vez que estable para los inversores.

El FIT y la prioridad de acceso a la red eléctrica, han sido especialmente importantes para facilitar los modelos de propiedad colectiva, ya que proporciona la seguridad financiera que es crucial para ellos, más que para otros actores del mercado con capacidad para realizar mayores inversiones asumiendo ciertos riesgos.

Además de reducir el riesgo de perder el dinero que los ciudadanos invierten, el FIT también facilita su acceso a préstamos bancarios.

- Aunque el EEG evoluciona reduciendo los incentivos para adaptarse a la curva de aprendizaje de las tecnologías renovables y orientando la producción eléctrica renovable al mercado (especialmente en las enmiendas EEG 2012 y 2014), es una normativa muy estable, puesto que no aplica recortes retroactivos a instalaciones existentes y generalmente no establece cambios bruscos, sino que se establecen cambios progresivos en cada enmienda.
- Iniciativas del gobierno alemán dirigidas específicamente al fomento de CES, como el programa “Bioenergy villages” (Bioenergie-dorfs), lanzada en 2005 con el objetivo de promover la creación de CES cuya actividad se centre en la bioenergía (BMEL, 2015).

Actualmente, existen unos 119 pueblos bioenergéticos y otros 55 están en proceso.

<http://www.wege-zum-bioenergie-dorf.de/bioenergie-doerfer/liste/>

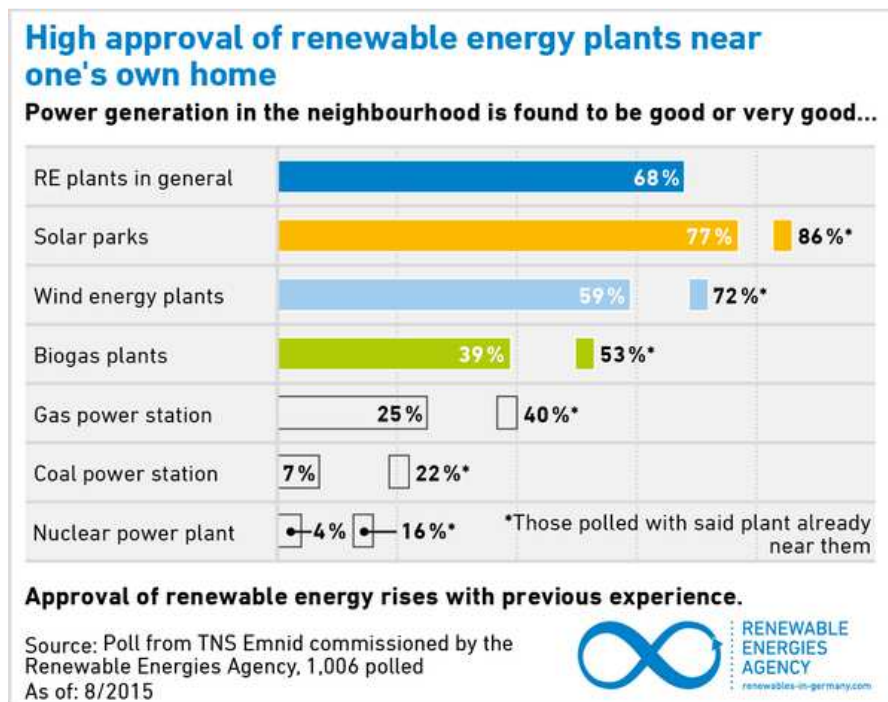
- Disponibilidad de capital de préstamo en condiciones preferentes, así como suficiente número de personas con posibilidades económicas para invertir.

- Una tradición de activismo energético local así como de actuación en grupos políticos y asociaciones.
- Existencia de estructuras jurídicas muy adecuadas y probadas para CES: cooperativas muy protegidas contra bancarrota y GmbH & Co. KG.
- Cambios en la ley de cooperativas en 2006 para agilizar la puesta en marcha de pequeñas cooperativas.
- Los proyectos descentralizados a pequeña escala basados en energías renovables son poco atractivos para grandes compañías energéticas y fondos de inversión, ya que:
 - Están poco familiarizados con proyectos a pequeña escala.
 - La naturaleza fluctuante de la energía solar y eólica, además de hacer más difícil la gestión de la demanda, reduce el número de horas de funcionamiento de sus plantas existentes basadas en combustibles fósiles, haciéndolas menos rentables.
 - Deben ofrecer a sus accionistas unos intereses mayores que el 4-6% que normalmente generan las infraestructuras descentralizadas en Alemania.

Por ello, las infraestructuras descentralizadas a pequeña escala están afectadas por una escasez de inversión. Sin embargo, esta situación se alivia, al menos en parte, con las inversiones de la población local en esquemas de participación financiera ciudadana, ya que las expectativas de intereses del 4-6% son adecuadas para estos ciudadanos, además de proporcionarles la posibilidad de participar de forma activa en la política y planificación energéticas locales.

- Sensibilidad relativamente alta hacia los problemas medioambientales (que ha generado, entre otras cosas, una gran oposición a la energía nuclear). En la figura 7.1, se muestran los resultados de un estudio sobre la percepción pública de las energías renovables, realizado en 2015 por la Renewable Energies Agency (AEE). Según este estudio (Renewable Energies Agency, 2015):
 - El 93% de los encuestados considera que la expansión continua de las energías renovables es “importante” o “muy importante”
 - El 68% considera positiva la construcción de instalaciones renovables cerca de sus casas

- Los encuestados valoran mucho la justicia generacional y la protección al medio ambiente.
- Los que ya están familiarizados con las instalaciones renovables, apoyan aún más la solar, la eólica y la biomasa. Por ejemplo: el 59% de los encuestados clasifica la construcción de una turbina eólica en su zona de residencia como “buena” o “muy buena”. Si se les pregunta a los que ya tienen una turbina eólica cerca de sus casas, este porcentaje se eleva al 72%.
- La gran mayoría de los encuestados opina que las renovables contribuyen a la seguridad de suministro y a reducir la dependencia energética de países extranjeros.
- El 57% opina que las renovables proporcionan a los ciudadanos la oportunidad de participar en el suministro energético.
- Solamente 1/3 de los encuestados, cree que las energías renovables contribuirán a reducir el precio que pagan los consumidores por la energía. Sin embargo, a la vista del resto de resultados, parece que este hecho no obstaculiza el apoyo ciudadano a la expansión de las renovables. En general, la gente reconoce que el valor de la transición energética pesa más que los costes que suponga.



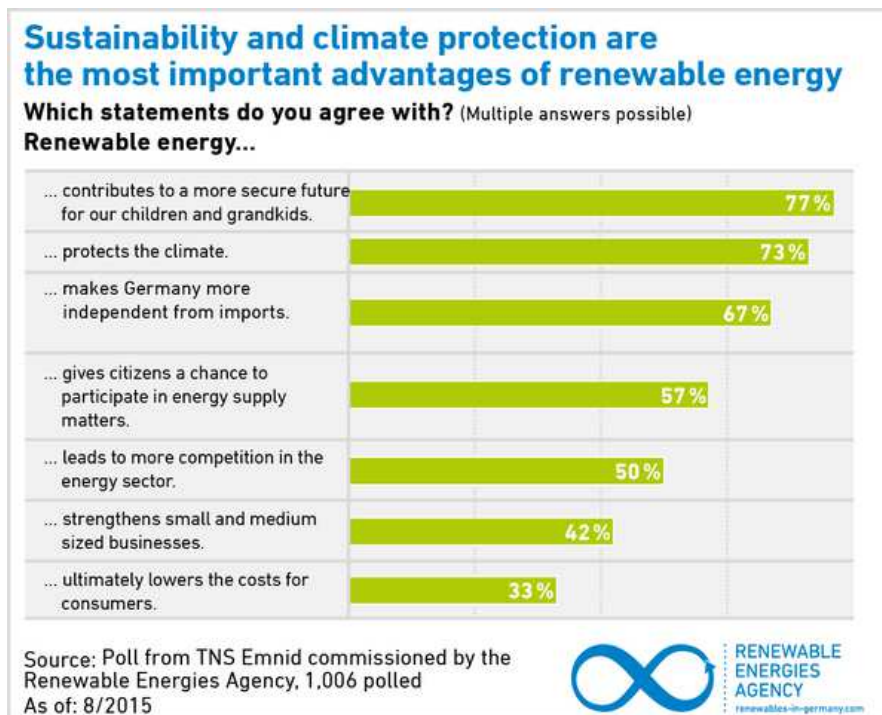


Figura 7.1. Resultados de estudio sobre la aceptación pública de las energías renovables en Alemania

Fuente: Renewable Energies Agency, 2015

Otro dato que avala el argumento de la sensibilidad de la población hacia temas mediambientales es que, a pesar de que la irradiación global en Alemania es baja en comparación con otros países de la UE (como España, Italia, Francia, Grecia, etc.), la superficie de captación solar instalada en Alemania (en 2013, 17.222 m²) es la mayor de la UE (Eurostat, 2015).

7.5. Barreras para el desarrollo de CES en España

Algunas de las posibles causas del escaso desarrollo de CES en España son:

1) En España, la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico (JEE, 1997) ha favorecido poco a las cooperativas. Como vimos en el apdo. 6.3.1, hasta hace poco no podían ejercer la actividad de comercialización de electricidad, actividad con la que comienzan algunas CES en la UE hasta que reúnen suficientes ingresos y socios para invertir en actividades de producción (Renewable Energy Sources Cooperative, 2015).

Las inversiones en plantas generadoras de electricidad renovable conllevan un gran riesgo financiero, ya que requieren mucho capital inicial, cuando la instalación todavía no ha generado ningún ingreso. Aunque los incentivos previstos en la normativa de Régimen Especial reducían este riesgo, seguía siendo difícil de asumir por una

cooperativa en sus inicios, en contraste con las grandes empresas ya consolidadas que suelen realizar estas inversiones.

Con el impedimento de ejercer como comercializadoras, se ha perdido la oportunidad de que proliferen CES que comiencen comercializando energía verde producida por terceros para más adelante poder permitirse invertir en instalaciones productoras. Ahora que pueden ser comercializadoras, la normativa que establece los incentivos a la producción eléctrica renovable es bastante más desfavorable (Romero-Rubio, C. et al., 2015).

2) Por otra parte, aunque el régimen de incentivos ha sido similar hasta hace poco al régimen de incentivos alemán, este último ha sido durante mucho tiempo más favorable que en España. De los dos incentivos contemplados en las dos normativas, el FIT reduce más el riesgo financiero a la hora de invertir que el Market Premium, ya que permite vender toda la energía producida independientemente de la demanda, percibiendo por ello una tarifa fijada que no depende de las fluctuaciones de precios en el mercado.

En Alemania, el FIT se introdujo en 1990 y en 2012 se introdujo el market Premium como opción, no como única alternativa. En España, el FIT no se aplicó hasta 2004, con la entrada en vigor del Real Decreto 436/2004 (MIEC, 2004). Desde 1998 hasta 2004 sólo era posible la opción Market Premium.

En cuanto a la prioridad de conexión y acceso a red, en Alemania se estableció en el año 2000, con la entrada en vigor del EEG. En España, esta medida no se introdujo hasta 2007, con la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 (MIET, 2007a).

3) Menos personas con capacidad económica para invertir en España que en Alemania y Estados Unidos. Según los datos del Fondo Monetario Internacional, en 2014 la renta per cápita en España era de \$33,835, en Alemania era de \$46,216 y en EEUU era de \$54,370 y (International Monetary Fund, 2015).

4) Es posible que los ciudadanos españoles tengan menos sensibilidad ambiental que los alemanes y los estadounidenses, pero eso solamente lo sabremos cuando se eliminen las barreras económicas.

7.6. Oportunidades para el desarrollo de CES en España

En el análisis comparativo se ha centrado la atención principalmente en la electricidad renovable porque es -al igual que en Alemania y EEUU- el sector que con diferencia más ha crecido el porcentaje de RES y las normativas que establecen los incentivos para este sector son el núcleo central de la política de fomento de RES en los tres países.

Sin embargo, existen varias razones para plantear en España estrategias de fomento de CES en otros sectores y/o actividades diferentes a la producción eléctrica renovable:

- Hasta el momento no se han creado muchas CES dedicadas a la electricidad renovable o cogeneración, a pesar de haber tenido hasta hace poco una normativa favorable al desarrollo de electricidad renovable y cogeneración (aunque menos que en Alemania) y aparentemente estable (aunque actualmente se está viendo que no es así).
- Desde 2012, la regulación de la retribución a la producción eléctrica renovable, se ha vuelto más desfavorable. La nueva legislación que está actualmente en vigor (Real Decreto 413/2014), establece recortes significativos a instalaciones nuevas y existentes (MIET, 2014a).

La retribución de las instalaciones existentes ha disminuido con carácter retroactivo, lo que generó una gran incertidumbre en los productores, que invirtieron contando con estos incentivos que posteriormente se redujeron, por lo que no saben si podrán rentabilizar sus instalaciones en un tiempo razonable.

En cuanto a las instalaciones nuevas, solamente tienen derecho a percibir una retribución adicional al precio de venta de la energía en el mercado, las que establezca el Gobierno mediante procedimientos de concurrencia competitiva cuando lo considere oportuno: cumplimiento de objetivos fijados en Directivas, reducción del coste energético y de la dependencia energética, etc.

Teniendo en cuenta que en 2013 se superó el objetivo fijado para 2020 en la Directiva 2009/28/CE (European Parliament, 2009) y que la potencia eléctrica instalada (incluyendo renovable y no renovable) es más que suficiente para cubrir la demanda actual, no parece previsible que en los próximos años se convoquen muchos procedimientos de concurrencia competitiva.

La gran mayoría de las nuevas instalaciones percibirán ingresos solamente por la venta de energía en el mercado, lo que disminuirá su rentabilidad. Si para las CES era complicado invertir en producción eléctrica renovable cuando había incentivos, ahora resultará aun más difícil.

- El nuevo Real Decreto que regula el autoconsumo (Real Decreto 900/2015) no da muchas oportunidades a las CES. No parece ser rentable y aunque lo fuera, no permite el autoconsumo colectivo.
- La dependencia energética exterior es alta y apenas ha cambiado en los últimos años (74,1% en 2001, 70,5% en 2013) y aún quedan por cumplir objetivos energéticos en 2020: 20% de RES en el consumo final de energía (en 2013, esta cuota fue de 15,4%), 10% de RES en transporte (en 2013, esta cuota fue del 0,4%), 20% reducción de emisiones de CO₂ con respecto a 1990.

Como podemos observar, aunque los objetivos para la electricidad renovable en 2020 se alcanzaron en 2013 y en 2014, aún queda mucho por hacer para reducir la dependencia energética y cumplir todos los objetivos energéticos y medioambientales. Sería ideal que las CES contribuyeran en esta tarea, para lo cual se deben proponer estrategias para el fomento de CES en otros sectores y/o actividades diferentes de la producción eléctrica a partir de RES y/o cogeneración.

Algunas de las actividades que podrían realizar las nuevas CES son:

7.6.1. Redes de distribución de calor y frío eficientes

Como se ilustra en la figura 7.2, en España la demanda de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria representa una parte importante de la demanda en la mayoría de los edificios (calefacción: 42,5%; agua caliente sanitaria: 19,6%; refrigeración: 9%).

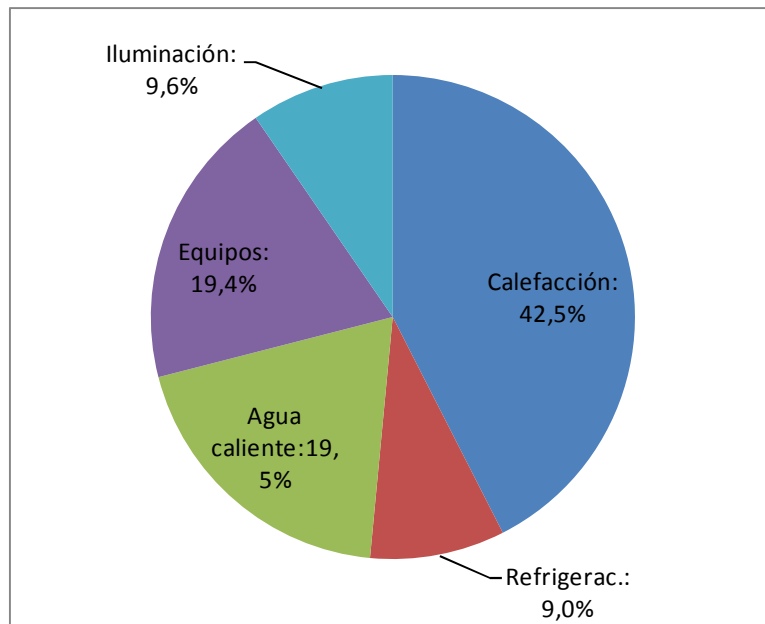


Figura 7.2. Distribución del consumo en el sector edificios

Fuente: IDAE, 2010

Las redes de district-heating están muy poco extendidas en España en comparación con otros países del norte de Europa, como Alemania o Dinamarca. Según el censo realizado en 2015 por ADHAC (Asociación de Empresas de Redes de Frío y Calor), en España existen actualmente unas 247, de las que un 64% utiliza fuentes renovables.

La empresa o entidad responsable de este tipo de sistemas, en cuanto al diseño, financiación y explotación, puede ser (ADHAC, 2012):

- Una empresa/entidad pública.
- Una empresa privada.
- Una empresa mixta pública-privada.
- Una cooperativa formada mayoritariamente o exclusivamente por los usuarios del sistema.
- Una junta de propietarios/consumidores.

Las tres primeras fórmulas son las más frecuentes.

El modelo cooperativo se da en muy pocos casos, como el Parque Bit de Mallorca, donde la empresa gestora del sistema es una cooperativa de usuarios (Cooperativa Parque Bit energía y otros servicios S.C.L.) inicialmente impulsada y constituida por la empresa pública gestora del mismo parque tecnológico. La cooperativa se amplía a

medida que se conectan nuevos usuarios, pero la empresa impulsora se mantiene dentro de la cooperativa. Éste sería un ejemplo de CES.

En redes de alcance muy reducido –por ejemplo, para abastecer un vecindario, un pequeño grupo de edificios– se puede llegar a plantear una junta de propietarios o consumidores.

Actualmente, hay algunos motivos para pensar que se está creando un escenario favorable para que en el futuro próximo proliferen estos sistemas de district-heating/cooling eficientes:

- El IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) lanzó en 2011 el programa GIT (Grandes Instalaciones Térmicas). Se trata de un programa de financiación para favorecer la implantación de redes de district heating/cooling para distribución de energía térmica producida a partir de energía solar, biomasa y geotermia (IDAE-Programa GIT, 2014).
- Actualmente está en trámite el Real Decreto por el que se transpone parcialmente la Directiva 2012/27/UE, relativa a la Eficiencia Energética (European Parliament, 2012).

Para la promoción de la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío, el Real Decreto regula la evaluación del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de sistemas urbanos de calefacción y refrigeración que se debe realizar, incluyendo análisis de viabilidad económica e idoneidad técnica, con objeto de facilitar información a los inversores en cuanto a los planes nacionales de desarrollo y contribuir a un entorno estable y propicio para las inversiones. Se tratará de impulsar mercados de calor a nivel local y regional.

En los casos en que esta evaluación determine la existencia de potencial para la aplicación de la cogeneración de alta eficiencia y/o de calefacción y refrigeración urbanas eficientes cuyas ventajas sean superiores a su coste, se adoptarán las medidas oportunas para que se desarrolle una infraestructura de calefacción y refrigeración urbana eficiente y/o para posibilitar el desarrollo de una cogeneración de alta eficiencia y el uso de la calefacción y la refrigeración procedentes de calor residual y de fuentes de energía renovables.

Este contexto podría ser una oportunidad para que surgiesen CES que contribuyan al desarrollo de redes de district heating/cooling.

La contribución de las redes de district heating/cooling al cumplimiento de objetivos será aún mayor, si la energía térmica distribuida por las redes procede, al menos en parte, de alguna de las siguientes fuentes o de una combinación de las mismas:

- Energías renovables, especialmente solar, geotérmica, biomasa (de diversa procedencia: sólida de residuos agrícolas/forestales, cultivos energéticos, biogás (procedente de EDAR, vertederos, residuos ganaderos), etc.)
- Calor residual de procesos industriales
- Calor cogenerado
- Bombas de calor eficientes (sobre todo en zonas con climas suaves)
- Centrales solares termoeléctricas cuyo uso para generación eléctrica no resulte rentable.
- Máquinas de absorción para generación de frío.

7.6.2. Producción y comercialización de biocombustibles

En España existen unas 4.000 cooperativas agroalimentarias (Arcas, N., 2013). Con la producción y comercialización de biocombustibles (pellets, biocarburantes, biogás, etc.), este tipo de cooperativas puede diversificar su actividad y obtener una nueva fuente de ingresos.

Por supuesto, también podrían surgir nuevas cooperativas dedicadas exclusivamente a estas actividades.

7.6.2.1. Producción de biocarburantes

Se están realizando avances para fomentar la producción y uso de biocarburantes (IDAE-Biocarburantes, 2014):

- Desarrollo de un amplio marco normativo, especialmente desde 2011, para su promoción, establecimiento de objetivos, regulación de especificaciones y criterios de sostenibilidad.
- Implementación de un sistema de calidad de biodiesel Reglamento Particular de la Marca AENOR para biodiésel de automoción (RP B12.01) publicado con fecha 16/11/2010.

- Elaboración de documentación y herramientas informáticas para determinar el potencial de biomasa por tipo de cultivo y zona en todo el territorio español.

Además, recientemente se ha aprobado el Real Decreto de fomento de los Biocarburantes, cuyo objetivo es la introducción de medidas de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables para el transporte, así como la incorporación a la normativa española de normas de la UE relativas a la reducción de gases de efecto invernadero en el transporte por carretera (MIET, 2015c).

Con la producción de biocarburantes, las CES contribuirían al cumplimiento de varios objetivos fijados por la UE (entre ellos, 10% de cuota de renovables en el transporte).

7.6.3. Otras áreas de actividad para CES en España

Además de las redes de distrito y la producción de biocombustibles, se sugieren otras áreas en las que podrían actuar las CES:

- Medidas de eficiencia energética en procesos industriales, en el caso de cooperativas propietarias de industrias
- Medidas de eficiencia energética en agricultura (sistemas de bombeo y regadío eficientes, aislamiento y climatización de invernaderos, etc.) y ganadería (mejora de aislamiento, climatización e iluminación eficientes en naves ganaderas, etc.)
- Producción de biogás para su integración en redes de gas natural: sería una medida a largo plazo, puesto que en España la integración de biogás en redes de gas natural no está aún implantada, aunque se está trabajando en ello.

CAPÍTULO 8. CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE TRABAJO

8.1. Conclusiones

Las CES se organizan para gestionar su propia energía, optimizando su consumo, generándola con la máxima eficiencia y aprovechando los recursos locales de que disponen (energía solar, biomasa, eólica,...).

Varios gobiernos y organismos de la Unión Europea y Norteamérica promueven las CES, ya que pueden resultar muy útiles en el desarrollo de la generación distribuida, la reducción de la dependencia energética y el cumplimiento de objetivos energéticos y medioambientales.

En algunos países de la Unión Europea y Norteamérica (especialmente en Alemania, Dinamarca, Reino Unido, Estados Unidos y Canadá), han surgido numerosas CES que han contribuido al desarrollo de las energías renovables en esos países.

Por el contrario, en España, existen muy pocas organizaciones que puedan ser consideradas CES.

En la presente tesis, se han analizado las posibles causas del escaso número de CES en España, un país que cuenta con una gran riqueza en recursos renovables (bastante mayor que algunos países con un importante grado de desarrollo de CES, como Alemania o Dinamarca) y que hasta 2012, contaba con un sistema de incentivos a la producción eléctrica renovable y a la cogeneración muy favorable para las inversiones en este tipo de instalaciones.

Estos incentivos favorecieron el posicionamiento de España como uno de los referentes a nivel europeo e incluso mundial en el desarrollo de algunas tecnologías de producción energética renovable.

Desde 2012, importantes modificaciones en la normativa española de fomento de la electricidad renovable, han provocado la desaceleración del crecimiento de la potencia instalada para producción renovable.

En la tesis se han abordado varias cuestiones relacionadas con el desarrollo de las CES:

- Evolución de las energías renovables, marco legal para el fomento de la electricidad renovable y características de varios tipos de CES en Estados Unidos y Alemania.

- Evolución las energías renovables y del marco legal para el fomento de la electricidad renovable en España.
- Organizaciones en España que pueden ser consideradas CES.
- Barreras que dificultan la creación y desarrollo de CES en España
- Oportunidades o circunstancias favorables para las CES en España.
- Estrategias para superar las barreras y aprovechar las oportunidades, de forma que se acelere la proliferación de CES en España.

A partir del análisis realizado, se obtienen las siguientes conclusiones:

- En los tres países, las tecnologías renovables que más han se han desarrollado han sido la eólica y la fotovoltaica.
- **EEUU:**

En EEUU, los incentivos feed-in tariff no están tan extendidos como en Europa. Solamente están implantados en cinco estados y unas pocas utilities lo aplican de forma voluntaria.

Los incentivos más utilizados en EEUU para financiar la eólica y la solar fotovoltaica han sido el PTC, el ITC y la depreciación acelerada. Se trata de incentivos fiscales que solamente pueden aprovechar eficientemente los inversores que tengan importantes obligaciones fiscales y suficientes ingresos pasivos. En general, esta circunstancia se da con mucha más frecuencia en grandes corporaciones empresariales que en ciudadanos que se unen para financiar una instalación eólica o fotovoltaica.

A pesar de ello, en EEUU se han diseñado modelos de financiación para CES que maximicen el aprovechamiento de estos incentivos federales y la rentabilidad de las instalaciones. Estas estrategias de financiación han evolucionado a la vez que los incentivos, buscando siempre el máximo aprovechamiento de los mismos. Entre las estrategias para optimizar el aprovechamiento de los incentivos, se incluyen:

- Formar estructuras “flip” con inversores estratégicos capaces de utilizar eficientemente los incentivos
- Buscar exenciones en las leyes relativas a securities
- Utilizar estructuras sale/leaseback
- Participar en programas promovidos por las utilities (utility-sponsored model).

En la tesis se han descrito los tres tipos de CES más frecuentes en EEUU: CES productoras de energía eólica, CES productoras de energía solar fotovoltaica y cooperativas eléctricas sostenibles.

En cuanto a los factores que han contribuido a la creación de CES en EEUU, se han señalado:

- El desarrollo de la modalidad de suministro en balance neto, que en varios estados permite incluso el “balance neto virtual” (Virtual Net Metering).
- La obligatoriedad de cumplir con el RPS (Renewable Portfolio Standard) en 29 estados, lo que favorece la necesidad de muchas utilities de obtener RECs y las lleva a poner en marcha modelos utility-sponsored.
- Por otra parte, con el RPS se genera un mercado de RECs que proporciona a los productores ingresos adicionales a los obtenidos por la venta de energía.
- Iniciativas a nivel estatal dirigidas específicamente al fomento de CES.
- Difusión de los modelos CES mediante publicación de guías.
- Elevado número de ciudadanos integrados en cooperativas eléctricas, así como existencia de asociaciones que las representan.

• **Alemania:**

En Alemania, los incentivos tipo feed-in tariff, han sido fundamentales para el desarrollo de las renovables y las CES.

Al igual que ocurre en España, la normativa que regula los incentivos a la electricidad renovable en Alemania (EEG), es el núcleo central de la política nacional para promoción de RES.

Sin embargo, al contrario de lo que ocurre en España, el EEG alemán protege a los inversores frente a futuros cambios de la normativa y aunque los incentivos alemanes se modifiquen o reduzcan, las instalaciones existentes mantienen las condiciones de retribución establecidas cuando se pusieron en marcha.

Los FIT y la estabilidad normativa proporcionan a los ciudadanos una seguridad financiera que favorece que se decidan a invertir en plantas de generación renovable, hasta el punto que prácticamente la mitad de la potencia instalada en generación

eléctrica renovable está en manos de ciudadanos, ya sea como inversores individuales o formando grupos para inversión colectiva.

Aproximadamente el 22% de la potencia instalada para generación de electricidad renovable es propiedad de CES (figura 5.7). Aparte de numerosos parques eólicos colectivos (Bürgerwindparks) en la forma jurídica de GmbH & Co. KG, existen más de 900 cooperativas energéticas dedicadas a diversas actividades (tabla 5.2): producción de energía, comercialización, sistemas district-heating, servicios energéticos, etc.

En la tesis se han descrito las características de las cooperativas energéticas: fuentes renovables utilizadas, financiación, edad, nivel económico y motivación de los socios.

Entre las posibles causas del elevado número de CES en Alemania, se han citado:

- La política de apoyo a las renovables y la eficiencia energética (especialmente en el sector eléctrico) llevada a cabo por el gobierno alemán,
- Modificaciones en la ley de cooperativas en 2006, para agilizar la puesta en marcha de pequeñas cooperativas
- Tradición de activismo energético local
- Alta sensibilidad de la población hacia los problemas ambientales
- Existencia de organizaciones para el fomento de CES
- Capacidad de sus ciudadanos para invertir y la disponibilidad de capital préstamo en condiciones preferentes

En 2014, tuvo lugar la última enmienda del EEG. En esta enmienda, siguiendo la línea del EEG 2012 de orientar la producción eléctrica renovable al mercado, se eliminan los FIT (salvo en pequeñas instalaciones y casos excepcionales) y se obliga a las nuevas instalaciones a vender su producción en el mercado, percibiendo el precio del mercado más una cantidad adicional (market premium).

Está previsto que en los próximos años, las nuevas instalaciones sean remuneradas mediante procesos de subasta, lo que significa que solamente aquellas instalaciones que hayan obtenido incentivos mediante subasta, recibirán financiación mediante el EEG. Esto ya está ocurriendo en 2015 con las instalaciones fotovoltaicas.

Las asociaciones de cooperativas energéticas, temen que estos recortes en la retribución a nuevas instalaciones desaceleren la creación de nuevas cooperativas (DGRV, 2015).

Se propondrá como futura línea de trabajo, el estudio de la influencia de los cambios en el EEG en la evolución del número de CES en Alemania.

- **España:**

Al igual que en EEUU y Alemania, en España se ha incrementado notablemente el número de instalaciones de generación energética renovable y el porcentaje de renovables en el consumo, especialmente en el sector eléctrico. El crecimiento de la electricidad renovable se ha debido fundamentalmente a los incentivos establecidos hasta 2012 por la normativa de Régimen Especial.

Sin embargo, al contrario que en Alemania y Estados Unidos, muy pocas plantas de generación energética están en manos de CES. Tampoco son frecuentes las CES dedicadas a comercializar energía procedente de fuentes renovables. En general, las actividades relacionadas con la energía están en manos de grandes corporaciones empresariales del sector energético o de la construcción.

En la tesis se han señalado varias barreras que dificultan la creación y desarrollo de CES en España:

- La antigua Ley del Sector Eléctrico (Ley 54/1997 (JEE, 1997)), no favorecía a las cooperativas. Hasta 2010, las cooperativas no pudieron registrarse como comercializadoras de electricidad.
- Además, la prioridad de acceso a red de los productores en régimen especial no se estableció hasta 2007 (en Alemania, en 2000).
- Aunque el régimen de incentivos a la electricidad renovable ha sido bastante favorable y similar al alemán hasta 2012, el FIT no se introdujo en España hasta 2004, mientras que en Alemania se estableció en 1990. Desde 1998 hasta 2004 en España la única opción era el market premium, que reduce el riesgo financiero en menor medida que el FIT.
- Desde 2012, la normativa que regula los incentivos para la electricidad renovable ha cambiado drásticamente, recortando las retribuciones para instalaciones nuevas y existentes.
- La reciente regulación del autoconsumo eléctrico tampoco parece crear un contexto favorable para las inversiones en renovables con autoconsumo.

- En general, los ciudadanos españoles tienen una menor renta per cápita y por tanto, menos posibilidad de invertir que los alemanes y los estadounidenses.

Como se puede observar, la mayoría de las barreras están relacionadas con la normativa del sector eléctrico. Estas dificultades son aún mayores para la producción eléctrica renovable desde 2012.

Además, en España sobra capacidad eléctrica instalada para cubrir la demanda actual y el objetivo fijado por la Directiva 2009/28/CE (European Parliament, 2009) en el porcentaje de energías renovables en el consumo eléctrico en 2020 (39% para España), ya se superó en 2013 (42,2%) y 2014 (42,8%).

Sin embargo, la dependencia energética sigue siendo alta y aún quedan varios objetivos energéticos (porcentaje de renovables en el consumo final y en el transporte) y medioambientales (reducción de emisiones de CO₂) por cumplir hasta 2020.

En la tesis se propone que las CES participen en esta tarea, para lo cual se sugiere el fomento de CES en otros sectores y/o actividades diferentes de la producción eléctrica a partir de RES y/o cogeneración.

Se han citado varias actividades en las que las CES podrían tener oportunidades a medio plazo en España:

- Operación y mantenimiento de redes de district heating/cooling con cogeneración o renovables.
- Producción y comercialización de biocombustibles
- Producción de biogás para su integración en redes de gas natural
- Implantación de medidas de eficiencia energética en la agricultura y en la industria.

El gobierno español debería adoptar varias medidas con el fin de facilitar estas actividades e impulsar el desarrollo de CES:

- Mantener el programa GIT (financia redes de district heating/cooling con solar térmica, biomasa y geotérmica) y modificarlo si es necesario para favorecer a las CES.
- Tener en cuenta a las CES en la trasposición de la Directiva 2012/27/CE (European Parliament, 2012), de Eficiencia Energética.
- Promover la producción de biocombustibles en cooperativas agroalimentarias.

- Acelerar la implementación de las smart grids y de la inyección de biogás en redes de gas natural.
- Analizar y establecer nuevas estructuras jurídicas (p.e.: estructuras similares a la GmbH & Co. KG alemana) y si es necesario, modificar la normativa relativa a cooperativas y otras entidades legales existentes, con el fin de adaptarlas a las actividades y objetivos de las CES.
- Procurar la estabilidad de la normativa, evitando cambios bruscos, recortes retroactivos y otras medidas que provoquen incertidumbre en los inversores.

8.2. Futuras líneas de trabajo

• Estudio de viabilidad económica de las actividades propuestas para CES

Cada una de las propuestas anteriores de actividades para CES en España (construcción, gestión y/o financiación de redes district-heating/cooling eficientes, producción y comercialización de biocombustibles, eficiencia energética y producción de biogás para su integración en redes de gas natural) requiere un análisis en profundidad para determinar su viabilidad económica.

• Determinación de las formas jurídicas más adecuadas para CES

Entre las formas jurídicas empresariales existentes en España, se seleccionarían las más adecuadas para CES en función de su actividad en el sector energético (producción y/o comercialización de energía, implementación de medidas de eficiencia energética, desarrollo de proyectos, etc.), número de socios, tecnología renovable y potencia instalada en el caso de CES productoras, inversión a realizar, etc.

Si es necesario, se pueden proponer nuevas formas jurídicas o modificaciones de las existentes para adaptarlas a CES.

• Métodos de gestión de la comunidad energética

Análisis de diversos métodos de gestión de las comunidades energéticas: gestión interna, gestión externa a través de empresas de servicios energéticos (ESE), contratos de colaboración público-privada donde proceda, formas jurídicas más apropiadas para distintos tipos de comunidades, etc.

En este análisis se tendría en cuenta la norma UNE-EN ISO 50001:2011: “Sistemas de gestión de energía”, aprobada a finales de 2011. Se trata de una norma bastante novedosa y vinculada al sistema de calidad total de una organización.

Esta norma internacional establece los requisitos que debe cumplir un Sistema de Gestión de Energía, a partir del cual una organización puede desarrollar e implementar una política energética y establecer objetivos, metas y planes de acción orientados a mejorar la eficiencia energética, optimizando el uso y reduciendo el consumo de energía.

Además, la norma puede utilizarse para la certificación, el registro y la autodeclaración del Sistema de Gestión Energética de la Organización, asegurando que cumple con una política energética declarada y demostrando su cumplimiento a otros.

- **Análisis de la evolución de CES en Alemania después de la entrada en vigor del EEG 2014 y próximas enmiendas**

Se trataría de estudiar la evolución del número de CES en Alemania y de sus características cuando las nuevas instalaciones de generación eléctrica renovable sean remuneradas mediante procesos de subasta.

- **Análisis de la evolución futura de CES en EEUU**

Como se ha visto en la tesis, la mayoría de las CES en EEUU se han apoyado en el PTC, el ITC y la depreciación acelerada.

Actualmente el PTC y la depreciación acelerada para instalaciones renovables no están en vigor y en 2017. Además, el ITC se reducirá al 10% del coste de inversión actual (actualmente es el 30%). Sería interesante analizar cómo evolucionarían el número y las características de las CES estadounidenses en este escenario.

REFERENCIAS

ACOGEN (Asociación Española de Cogeneración), 2014. Asamblea anual ACOGEN. La cogeneración sigue siendo clave en la competitividad de gran parte de la industria nacional. <<http://www.acogen.org/post/notaprensa-asamblea-anual-acogen-18-11-2014docxo.pdf>>.

Consulta: diciembre, 2014

ACOR, 2015. <<http://www.cooperativaacor.com/>>. Consulta: septiembre, 2015

ADHAC, 2012 (ADHAC: Asociación de empresas de redes de frío y calor). Guía integral de desarrollo de proyectos de redes de distrito de calor y frío.

<http://www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso6_1338538783.pdf>.

Consulta: mayo, 2014

ADHAC, 2015 (ADHAC: Asociación de empresas de redes de frío y calor). Censo octubre 2015. <http://www.adhac.es/Priv/ClientsImages/AsociacionPerso8_1445331947.pdf>.

Consulta: octubre, 2015

Arcas, N., Hernández, M., 2013. Tamaño y competitividad. Experiencias de crecimiento en las cooperativas agroalimentarias españolas. Publicaciones Cajamar. ISBN-13: 978-84-95531-58-2.

<<http://www.publicacionescajamar.es/series-tematicas/economia/tamano-y-competitividad-experiencias-de-crecimiento-en-las-cooperativas-agroalimentarias-espanolas/>>.

Consulta: mayo, 2014

Beckius, D; Magnusson, D., 2013. Master of Science Thesis. The German wind energy market and its developers – a study of sourcing models, success factors and challenges. KTH School of Industrial Engineering and Management.

<<http://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:644677/FULLTEXT01.pdf>>.

Consulta: febrero, 2014.

Berry, D., 2013. Community clean energy programs: proficiencies and practices. Environ. Pract. 15, 97-107.

BMEL, 2015 (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft: Federal Ministry of Food and Agriculture). Wege zum Bioenergiedorf.

<<http://www.wege-zum-bioenergiedorf.de/bioenergiedoerfer/liste/>>. Consulta: octubre, 2015.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety), 2007. EEG-Renewable Energy Sources Act. The success story of sustainable policies for Germany.

BMU & BMWi, 2010 (BMU: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety); BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Federal Ministry of Economics Affairs and Energy). Energy Concept for environmentally Sound, Reliable and Affordable Energy Supply.

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Federal Ministry of Economics Affairs and Energy), 2015. Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. <http://www.erneuerbareenergien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html>. Consulta: septiembre, 2015.

Bolinger, M., 2004. Making European-style community wind power development work in the US. Renewable & Sustainable Energy Reviews 9, 556-575.

Bolinger, M., Wiser, R., 2006. A comparative analysis of business structures suitable for farmer-owned wind power projects in the United States. Energy Policy 34, 1750-1761.

Bolinger, M., 2011. Community Wind: Once Again Pushing the Envelope of Project Finance. Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-4193E. <<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-4193e.pdf>>. Consulta: marzo, 2014

Bolinger, M., 2014. An Analysis of the Costs, Benefits, and Implications of Different Approaches to Capturing the Value of Renewable Energy Tax Incentives. Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-6610E. <<http://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-6610e.pdf>>. Consulta: febrero, 2015.

Boontje, P., 2013. Master Thesis: Empowering the next generation. A German wind & solar energy cooperatives business model research. <<http://www.asisearch.nl/wp-content/uploads/2013/12/Scriptie-P.S.-Boontje-2013.pdf>>. Consulta: febrero, 2014

BWE (Bundesverband WindEnergie: German Wind Energy Association), 2012. Community Wind Power. Local Energy for local people.

http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/community-wind-power/bwe_broschuere_buergerwindparks_engl_10-2012.pdf. Consulta: mayo, 2013.

Cai, Y.P., Huang, G.H., Yang, Z.F., Lin, Q.G., Tan, Q. 2009a. Community-scale renewable energy systems planning under uncertainty - An interval chance-constrained programming approach. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 13, 721-735.

Cai, Y.P., Huang, G.H., Tan, Q., Yang, Z.F. 2009b. Planning of community-scale renewable energy management systems in a mixed stochastic and fuzzy environment. *Renewable Energy*, 34, 1833-1847.

CNE (Comisión Nacional de la Energía), 2013. Informe 3/2013 sobre la Propuesta de Orden por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2013 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.

< http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne08_13.pdf>. Consulta: enero, 2014.

CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), 2015. Listado de comercializadores de energía eléctrica.

<<http://www.cnmc.es/es/energ%C3%ADa/operadoresenerg%C3%A9ticos/listadodecomercializadores.aspx>>. Consulta: octubre, 2015.

Community Power, 2015. < <http://www.communitypower.eu/en/>>. Consulta: septiembre, 2015.

COVAP, 2015.

<http://www.covap.es/web/seccion/pagina/contenido/plantillas/noticia.php?s=58&sp=12>.

Consulta: mayo, 2014

DBK, S.A., 2014. Estudio sectores de DBK. Energías renovables. 7ª edición.

Debor, S, 2014. The socio-economic power of renewable energy production cooperatives in Germany. Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy, n. 187:

< <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5364>>. Consulta: enero, 2015

DG Energy of the European Commission (2006). CONCERTO: Towards an integrated community energy policy to improve quality of citizen lives.

<http://ec.europa.eu/energy/res/fp6_projects/doc/concerto/brochure/concerto_brochure.pdf>.

Consulta: febrero, 2013

DG Energy of the European Commission (2008). Cities demonstrate energy and climate change policy.

<[http://concerto.eu/concerto/images/library/content/CONCERTO_BROCHURE_ENGLISH_LIG
HT.pdf](http://concerto.eu/concerto/images/library/content/CONCERTO_BROCHURE_ENGLISH_LIGHT.pdf)>. Consulta: febrero, 2013.

DOE (US Department of Energy), 2014. 2013 Renewable Energy Data Book. DOE/GO-102014-4491. <<http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/62580.pdf>>. Consulta: enero, 2015.

DOE (US Department of Energy), Lawrence Berkeley National Laboratory, 2015. 2014 Wind Technologies Market Report. DOE/GO-102015-4702; LBNL-188167. <<http://eetd.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-188167.pdf>>. Consulta: agosto, 2015.

DOE SunShot Initiative (US Department of Energy), 2012. A Guide to Community Shared Solar: Utility, Private and Nonprofit Project Development. DOE/GO-102012-3569. <<http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/54570.pdf>>. Consulta: enero, 2015.

DSIRE (Database of State Incentives for Renewables & Efficiency), 2015. <<http://www.dsireusa.org/>>. Consulta: julio, 2015.

EIA (US Energy Information Administration), 2012a. Today in Energy. Most States have Renewable Portfolio Standard. <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=4850>>. Consulta: enero, 2015.

EIA (US Energy Information Administration), 2012b. Today in Energy. Policies for compensating behind-the-meter generation vary by State. <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6190>>. Consulta: enero, 2015

EIA (US Energy Information Administration), 2015. <<http://www.eia.gov/>>. Consulta: enero, 2015.

Energía y Sociedad, 2013. Manual de la energía. Electricidad. <<http://www.energiaysociedad.es/ficha/peajes-de-acceso-y-deficit-tarifario>>. Consulta: febrero, 2014.

EREC (European Renewable Energy Council), 2004. Energy sustainable communities. Experiences, success factors and opportunities in the EU-25.

European Parliament, 1996. Directive 96/92/EC of the European Parliament and of the council of 19 December 2001, concerning common rules for the internal market in electricity. Official Journal of the European Communities, 30 January 1996, L027, 20-29.

European Parliament, 2001. Directive 2001/77/EC of the European Parliament and of the council of 27 September 2001, on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market. Official Journal of the European Communities, 27 October 2001, L283, 33-40.

European Parliament, 2009. Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the council of 23 April 2009, on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. Official journal of the European Communities, 5 June 2009, L140, 16-62.

European Parliament, 2012. Directive 2012/27/EC of the European Parliament and of the council of 25 October 2012, on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EC and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Official journal of the European Communities, 14 November 2012, L315, 1-56.

Eurostat (Statistical Office of the European Communities). 2015. <<http://ec.europa.eu/eurostat>>. Consulta: mayo, 2015.

FEIRACO, 2015. <<http://feiraco.es/>>. Consulta: mayo, 2014.

GLREA (Great Lakes Renewable Energy Association), 2013. A Guidebook for Community Solar Programs in Michigan Communities.
<https://www.michigan.gov/documents/mdcd/Michigan_Community_Solar_Guidebook_437888_7.pdf>. Consulta: junio, 2015.

GreenBuildingAdvisor.com, 2014. Germany's Bioenergy villages.
<<http://www.greenbuildingadvisor.com/blogs/dept/guest-blogs/germany-s-bioenergy-villages>>. Consulta: enero, 2015

Greer, M.L., 2003. Can rural electric cooperatives survive in a restructures US electric market? An empirical analysis. Energy Economics 25, 487-508.

Grupo Coren, 2015. <<http://www.coren.es/centro-tecnologico-medioambiental>>. Consulta: agosto, 2015.

Hispacoop (Confederación Española de Cooperativas de Consumidores y Usuarios), 2013. Cuadernos de las cooperativas de consumidores, nº 25.

<file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Cuadernos_25.pdf>. Consulta: junio, 2014.

IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía), 2010. Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020.

IDAE-Biocarburantes, 2014. IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Biocarburantes.

<<http://www.idae.es/index.php/idpag.803/recategoria.1038/remenu.322/mod.pags/mem.detalle>>. Consulta: enero, 2015.

IDAE-Programa GIT, 2014. Programa GIT. Financiación a empresas habilitadas de Grandes Instalaciones Térmicas a partir de fuentes renovables en la edificación.

<<http://www.idae.es/index.php/recategoria.1160/id.638/remenu.377/mod.pags/mem.detalle>>. Consulta: julio, 2014.

IDAE, 2015. Informe estadístico de energías renovables, 2013.

<<http://informeestadistico.idae.es/t10.htm>>. Consulta: mayo, 2015.

International Energy Agency (IEA) Bioenergy, 2009. The first energy village in Jühnde (Germany). <http://www.iea-biogas.net/_download/biogas_village.pdf>. Consulta: junio, 2012.

International Monetary Fund, 2015. <<http://www.imf.org/external/country/index.htm>>. Consulta: octubre, 2015.

IREC (Interstate Renewable Energy Council), 2013. Model Rules for Shared Renewable Energy Programs. <<http://www.irecusa.org/model-rules-for-shared-renewable-energy-programs/>>. Consulta: mayo, 2015.

IREC (Interstate Renewable Energy Council), 2015. Shared solar program catalog. <http://www.irecusa.org/2015/05/shared-solar-program-catalog-3/>. Consulta: septiembre, 2015.

JEE (Jefatura del Estado Español), 1997. Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 28 de noviembre de 1997, núm. 285, pp. 35097-35126.

JEE (Jefatura del Estado Español), 2011. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Boletín Oficial del Estado, 5 de marzo de 2011, núm. 55, pp. 25033-25235.

JEE (Jefatura del Estado Español), 2012a. Royal Decree-law 1/2012. Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Boletín Oficial del Estado, 28 de enero de 2012, núm. 24, pp. 8068-8072.

JEE (Jefatura del Estado Español), 2012b. Law 15/2012. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Boletín Oficial del Estado, 28 de diciembre de 2012, núm. 312, pp. 88081-88096.

JEE (Jefatura del Estado Español), 2013a. Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 13 de julio de 2013, núm. 167, pp. 52103-52147.

JEE (Jefatura del Estado Español), 2013b. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2013, núm. 310, pp. 105198-105294.

Leuphana University Lüneburg & trend:research Institut/Leuphana Universität Lünenburg, 2013. Definition and Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland.

Lloveras Maciá, J., 2001. Las ventajas de la generación distribuida.

<<http://eprints.upc.edu/producciocientifica/pub/congresrec/invest/178896?page=22>>. Consulta: junio, 2012.

Massachusetts Department of Energy Resources, 2013. Community Shared Solar: Review and Recommendations for Massachusetts Models. <<http://www.mass.gov/eea/energy-utilities-clean-tech/renewable-energy/solar/community-shared-solar.html>>. Consulta: mayo, 2015.

MIEC (Ministerio de Economía), 2000. Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, 27 de diciembre de 2000, núm. 310, pp. 45988- 46040.

MIEC (Ministerio de Economía), 2004. Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, 27 de marzo de 2004, núm. 75, pp. 13217-13238.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 1998. Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración. Boletín Oficial del Estado, 30 de diciembre de 1998, núm. 312, pp. 44077-44089.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2007a. Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Boletín Oficial del Estado, 26 de mayo de 2007, núm. 126, pp. 22846-22886.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2007b. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración. Boletín Oficial del Estado, 12 de mayo de 2007, núm. 114, pp. 20605-20609.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2010. Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), 2011-2020.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2011. Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020. Madrid, 2011.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2014a. Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, 10 de junio de 2014, núm. 140, pp. 43876-43978.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2014b. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Boletín Oficial del Estado, 20 de junio de 2014, núm. 150, pp. 46430- 48190.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo: Ministry of Industry, Energy and Tourism), 2015a. Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Boletín Oficial del Estado, 10 de octubre de 2015, núm. 243, pp. 94874- 94917

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2015b. Listado público de distribuidoras eléctricas. < <https://oficinavirtual.mityc.es/eee/indiceCalidad/distribuidores.aspx>>. Consulta: octubre, 2015.

MIET (Ministerio de Industria, Energía y Turismo), 2015c. Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, fomento de biocarburantes de los Biocarburantes. Boletín Oficial del Estado, 5 de diciembre de 2015, núm. 291, pp. 115433- 115445.

Nigim, K., Munier, N., Green, J. 2004. Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources. Renewable Energy 29, 1775-1791.

NRECA (National Rural Electric Cooperative Association), 2015. <<http://www.nreca.coop/>>. Consulta: mayo, 2015.

NREL (National Renewable Energy Laboratory), 2014. Community Shared Solar. Policies and Regulatory Considerations. NREL/BR-6A20-62367.
<<http://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62367.pdf>>. Consulta: enero, 2015.

Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones, 2011. Smart grids y la evolución de la red eléctrica.
<<http://www.minetur.gob.es/industria/observatorios/SectorElectronica/Actividades>>. Consulta: mayo, 2012.

Pollin, R., 2012. Public policy, community ownership and clean energy. Cambridge Journal of Regions, Economy and Society 5, 339-356.

Red Eléctrica de España, 2014. El sistema eléctrico español: Avance del informe 2014.
<http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2014b.pdf>. Consulta: enero, 2015.

Red Eléctrica de España, 2015. Indicadores y datos estadísticos.
<<http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos>>. Consulta: abril, 2015.

Renewable Energies Agency (Agentur für Erneuerbare Energien), 2014. Energiegenossenschaften in Deutschland (Energy cooperatives in Germany).
<<http://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/energiegenossenschaften-in-deutschland>> . Consulta: enero, 2015.

Renewable Energies Agency (Agentur für Erneuerbare Energien), 2015. Energiegenossenschaften in Deutschland (Energy cooperatives in Germany). <<http://www.unendlich-viel-energie.de/the-german-population-wants-more-renewable-energies-a-representative-survey-shows-strong-support-for-further-expansion>>. Consulta: mayo, 2015.

Renewable Energy Sources Cooperative, 2015. <<http://www.rescoop.eu/>>. Consulta: enero, 2015.

Rogers, J.C., Simmons, E.A., Convery, I., Weatherall, A., 2008. Public perceptions of opportunities for community-based renewable energy projects. *Energy Policy* 36, 4217-4226.

Romero-Rubio, C., Andrés-Díaz, J.R., 2012. Las comunidades energéticas y la generación distribuida. Libro de Comunicaciones Greencities & Sostenibilidad: 3er salón de la eficiencia energética y sostenibilidad en edificación y espacios urbanos (Málaga), pp. 76-90. <http://aulagreencities.coamalaga.es/wpcontent/uploads/manualuploads/Greencities2012_Libro%20Comunicaciones.pdf>

Romero-Rubio, C., Andrés-Díaz, J.R., 2013. Comunidades Energéticas Sostenibles: Iniciativas de formento en la UE y oportunidades de desarrollo en España. 17th International Congress on Project Management and Engineering. Logroño, 2013. AEIPRO (Asociación Española de Ingeniería de Proyectos).

Romero-Rubio, C., Andrés-Díaz, J.R., 2014. Situación del sector eléctrico en España: Efectos de la Reforma Energética en la producción eléctrica renovable. 18th International Congress on Project Management and Engineering. Alcañiz (Teruel), 2014. AEIPRO (Asociación Española de Ingeniería de Proyectos).

Romero-Rubio, C., Andrés-Díaz, J.R., 2015. Sustainable Energy Communities: a study contrasting Spain and Germany. *Energy Policy* 85, 397-409.

Schreuer, A., Weismeier-Sammer, D., 2010. Energy cooperatives and local ownership in the field of renewable energy technologies: A literature review. Research Institute for Co-operation and Co-operatives (RiCC), Vienna.

Schreuer, A., 2012. Energy cooperatives and local ownership in the field of renewable energy technologies: Country cases Austria and Germany. Research Institute for Co-operation and Co-operatives (RiCC), Vienna.

Schreuer, A., 2013. The Rise of Citizen Power Plants in Germany. How do they emerge and spread? Grassroots Innovations. Research Briefing, 18.
<<https://grassrootsinnovations.files.wordpress.com/2013/03/gi-18.pdf>>. Consulta: mayo, 2014.

Simmons, R.T., Yonk, R.M., Hansen, M.E., 2015. The True Cost of Energy: Wind. Strata Policy. <<http://www.strata.org/wp-content/uploads/2015/07/Full-Report-True-Cost-of-Wind1.pdf>>. Consulta: octubre, 2015.

Smart grid technology, 2015. Current grid vs. Smart Grid. <https://smartgridtech.wordpress.com/>. Consulta: agosto, 2015.

St. Denis, G., Parker, P. 2009. Community energy planning in Canada: The role of renewable energy. Renewable and Sustainable Energy Reviews 13, 2088-2095.

Sung-Ling, H., Min-Ren, Y., 2011. Enhancing Sustainable Community Developments: A multi-criteria evaluation model for energy efficient project selection. Energy Procedia 5, 135-144.

Toke, D., Breukers, S., Wolsink, M., 2008. Wind Power deployment outcomes: How can we account for the differences? Renewable and Sustainable Energy Reviews 12, 1129-1147.

Trutnevite, E., Stauffacher, M., Scholz, R.W. 2011. Supporting energy initiatives in small communities by linking visions with energy scenarios and multi-criteria assessment. Energy Policy 39, 7884-7895.

US Securities and Exchange Commission, 2015.
<<http://www.sec.gov/info/smallbus/qasbsec.htm#npo>>. Consulta: junio, 2015

Van Hoesen, J., Letendre, S. 2010. Evaluating potential renewable energy resources in Poultney, Vermont: A GIS-based approach to supporting rural community energy planing. Renewable Energy 35, 2114-2122.

Viardot, E., 2013. The role of cooperatives in overcoming the barriers to adoption of renewable energy. Energy Policy 63, 756-764.

Walker, G., Hunter, S., Devine-Wright, P., Evans, B., Fai, H. 2007. Harnessing Community Energies: Explaining and evaluating community-based localism in renewable energy policy in the UK. *Global Environmental Politics*, vol. 7, n. 2, 64-82.

Walker, G., 2008. What are the barriers and incentives for community-owned means of energy production and use. *Energy Policy* 36, 4401-4405.

Walker, G., Devine-Wright, P. 2008. Community renewable energy: What should it mean? *Energy Policy* 36, 497-500.

Walker, G., Devine-Wright, P., Hunter, S., High, H., Evans, B. 2010. Trust and community: exploring the meanings, contexts and dynamics of community renewable energy. *Energy Policy* 38, 2655-2663.

WWEA (World Wind Energy Association), 2014. 2014: Half-Year Report.
< <http://www.wwindea.org/wwea-publishes-half-year-report-2014/> >. Consulta: abril, 2015.

Yildiz, ö., 2014. Financing renewable energy via financial citizen participation - The case of Germany. *Renewable Energy* 68, 677-685.

Yildiz, ö., Rommel, J., Debor, S., Holstenkamp, L., Mey, F., Müller, J., Rognli, J. 2014. Research perspectives on renewable energy cooperatives in Germany: Empirical Insights and Munich Personal RePEc Archive (MPRA) 55931.
<http://mpra.ub.uni-muenchen.de/55931/1/MPRA_paper_55931.pdf>. Consulta: junio, 2014.

Yildiz, ö., Rommel, J., Debor, S., Holstenkamp, L., Mey, F., Müller, J.R., Radtke, J., Rognli, J. 2015. Renewable energy cooperatives as gatekeepers of facilitators? Recent developments in Germany and a multidisciplinary research agenda. *Energy Research & Social Science* 6, 59-73.

REFERENCIAS A NOTICIAS ACTUALES EN PRENSA Y OTROS MEDIOS

Cinco Días, 2015. Decreto de autoconsumo eléctrico. El Gobierno aprueba el impuesto a la energía solar. 09/10/2015.

<http://cincodias.com/cincodias/2015/10/09/empresas/1444370027_471208.html>. Consulta: octubre, 2015.

DGRV, 2015. DGRV annual survey reveals sharp fall in new energy cooperatives. 16/07/2015. <https://www.dgrv.de/en/services/energycooperatives/annualsurveyenergycooperatives.html>.

Consulta: septiembre, 2015.

El País, 2015. El Gobierno aprueba el “impuesto al sol” para el autoconsumo eléctrico. 09/10/2015.

<http://economia.elpais.com/economia/2015/10/09/actualidad/1444388935_118022.html>. Consulta: octubre, 2015.

Europa Press-Mercado Financiero, 2015. Acogen pide a Industria que escuche a la CNMC y “cambie totalmente” su propuesta de orden. 17/06/2015.

<<http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-acogen-pide-industria-escuche-cnmc-cambie-totalmente-propuesta-orden-20150617183427.html>>. Consulta: septiembre, 2015.

Expansión, 2015. Termosolar, eólica y biomasa sufren la mayor pérdida de empleo de las renovables en la legislatura. 04/10/2015

<<http://www.expansion.com/economia/2015/10/04/5611038822601da2518b4573.html>>. Consulta: octubre, 2015.

Faro de Vigo, 2014. La reforma energética obliga a Coren a cerrar la única planta de purines de Galicia. 28/09/2014.

<<http://www.farodevigo.es/galicia/2014/09/28/reforma-energetica-obliga-coren-cerrar/1102223.html>>. Consulta: octubre, 2015.

UNEF, 2015. El gobierno insiste en impedir el autoconsumo en España. 09/10/2015

<<http://unef.es/2015/10/el-gobierno-insiste-en-impedir-el-desarrollo-del-autoconsumo-en-espana/>>. Consulta: octubre, 2015.

ANEXO 1. LISTADO DE PROYECTOS CSS UTILITY-SPONSORED EN EEUU

Shared Solar Program Catalog

Estado	Fecha Inicio	Nombre de la Utility o Project Sponsor	Tipo de utility	Nombre del programa	Información
AZ	2011	Salt River Project	Public Power	Community Solar Program	http://www.srpnet.com/environment/communitysolar/home.aspx
AZ	2011	Trico Electric Cooperative	Co-op	Trico Sun Farm Program	http://www.trico.coop/index.php/account/residential/renewables
AZ	2011	Tucson Electric Power	IOU	TEP Bright Tucson Community Solar Program	https://www.tep.com/Renewable/Home/Bright/
AZ	2012	UniSource Energy Services	IOU	Bright Arizona Buildout/ Bright Arizona Community Solar Program	https://www.uesaz.com/renewable/home/bright/
CA	2015	Pacific Gas and Electric*,**	IOU	Green Tariff Shared Renewables Program	http://www.pge.com/en/about/environment/pge/greenoption/fag/index.page
CA	2008	Sacramento Municipal Utility District	Public Power	SolarShares Program	https://www.smud.org/en/residential/environment/solar-for-your-
CA	2015	San Diego Gas & Electric*,**	IOU	Connected to the Sun	http://www.sdge.com/environment/connected-to-the-sun
CA	2015	Southern California Edison*,**	IOU	Green Rate and Community Renewables Program	http://delaps1.cpuc.ca.gov/CPUCProceedingLookup/f?p=401:56:3288237296858501::NO:RP,57,RIR:P5_PROCEEDING_SELECT:A
CA	TBD	Imperial Irrigation District/NRG	Public Power	NRG Community 1 Solar Generating Facility	
CO	Exp. 2016	Black Hills Energy**	IOU	Community Solar Garden	https://www.blackhillsenergy.com/save-money-energy/rebate-information/residential/colorado-electric-

Shared Solar Program Catalog

CO	2012	Colorado Springs Utilities	Public Power	Community Solar Gardens	https://www.csu.org/Pages/solar-garden-r.aspx
CO	2011	Delta Montrose Electric Association	Co-op	The Community Solar Array Program	http://www.dmea.com/index.php?option=com_content&view=article&id=149&Itemid=149
CO	2011	Empire Electric Association	Co-op	Solar Assist Cooperative Garden	http://www.eea.coop/content/renewable-programs
CO	TBD	Fort Collins Utilities**	Public Power	Fort Collins Community Solar program	http://www.fcgov.com/utilities/residential/renewables/fort-collins-community-solar
CO	2012	Grand Valley Power	Co-op	Solar Farm	http://www.gvp.org/content/solar-farm
CO	2015	Grand Valley Power	Co-op	GRID Alternatives Solar Farm	http://www.gridalternatives.org/regions/colorado/about/community-solar
CO	2010	Holy Cross Energy	Co-op	El Jebel, Garfield County Airport (near Rifle, CO) (CEC)	http://www.easycleanenergy.com/faq.aspx
CO	2014	La Plata Electric Association	Co-op	Community Solar Garden	http://www.lpea.com/renewables/solar_garden.html
CO	2012	Poudre Valley Rural Electric Association	Co-op	Poudre Valley REA Community Solar Farm (CEC)	http://www.pvrea.com/solar
CO	2012	San Miguel Power Association	Co-op	SMPA Community Solar--Paradox Valley (CEC)	http://www.smpa.com/content/smpa-community-solar
CO	2009	United Power	Co-op	Sol Partners Cooperative Solar Farm	http://www.unitedpower.com/cooperative-solar-farm/

Shared Solar Program Catalog

CO	2013	Xcel Energy*	IOU	Solar*Rewards Community	http://www.xcelenergy.com/Save_Money_&_Energy/Residential/Renewable_Energy_Programs/Solar*Rewards_Community_-
CO	2013	Yampa Valley Electric Association**	Co-op	YVEA Solar Garden	http://www.yveasolar.com/
DE	2014	City of Newark Delaware	Public Power	City of Newark Community Solar Program	http://cityofnewarkde.us/index.aspx?nid=900
FL	2010	Florida Keys Electric Co-op	Co-op	Simple Solar Program	http://www.fkec.com/Green/simplesolar.cfm
FL	2013	Orlando Utilities Commission	Public Power	Share the Sun	http://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/51055_orlando.pdf
GA	2015	Coastal Electric Cooperative**	Co-op	Cooperative Solar Farm	http://coastalelectriccooperative.com/new-cooperative-solar-project-launched/
GA	2015	Walton EMC	Co-op	Cooperative Solar	http://www.waltonemc.com/index.php/home/cooperativesolar/
HI	Exp. 2016	Hawaiian Electric	IOU	Community Solar Pilot Program	http://www.hawaiianelectric.com/heco/Clean-Energy/Other-Routes-to-Clean-Energy/Community-Solar
IA	Exp. 2016	Cedar Falls Utilities**	Public Power	Simple Solar	http://www.cfu.net/save-energy/simple-solar.aspx
IA	2013	Farmer's Electric Co-op, Kalona	Co-op	FEC Community Solar Garden	https://sites.google.com/site/feckalona/
IA	2014	Hawkeye REC	Co-op	Renewable Rays	http://www.hawkeyerec.com/cooperative-community-solar/

Shared Solar Program Catalog

IA	2015	Heartland Power	Co-op	sCOOP	http://solarcooperative.coop/heartlandpower/fag/
IA	2015	Western Iowa Power	Co-op	WIPCO Community Solar	http://wipco.com/UserDocs/Library/MARCH2015.pdf
IL	2015	Jo-Carroll Energy	Co-op	South View Solar Farm	https://www.jocarroll.com/content/south-view-solar-farm
IN	2014	Tipmont REMC	Co-op	Tipmont Community Solar	http://www.tipmont.org/solar
IN	2015	NineStar Connect	Co-op	Willow Branch Solar Farm	http://solarpower.ninestarconnect.com/
KY	2011	Berea Municipal Utilities	Public Power	Berea Solar Farm	http://bereautilities.com/?page_id=348
KS	2014	Midwest Energy	Co-op	Midwest Energy Community Solar Array	http://www.mwecommunitysolar.com/
MA	2012	Brewster Community Solar Garden Cooperative, Inc.*	non-profit	Brewster Community Solar Garden	http://www.brewstercommunitysolargarden.com/
MA	2014	National Grid*,**	IOU	CEC Ngrid Solar Arrays (West Central, Northeast, and Southeast)	http://www.easycleanenergy.com/communitysolarprojects.aspx
MA	2015	NRG Home Solar	IOU	Freetown Project	http://www.tauntongazette.com/article/20150728/NEWS/150726817
MA	2014	NSTAR*	IOU	CEC NSTAR Solar Arrays (Northeast, Southeast)	http://www.easycleanenergy.com/communitysolarprojects.aspx
MA	2014	Western Massachusetts Electric*	IOU	CEC WMECo Solar Arrays (Huntington and Breckenridge)	http://www.easycleanenergy.com/communitysolarprojects.aspx

Shared Solar Program Catalog

MA	2015				
MI	2013	Cherryland Electric Cooperative	Co-op	Solar Up North Community Solar Project	http://www.cecelec.com/content/community-solar
MI	Exp 2016	Consumers Energy	IOU	Consumers Energy Solar Gardens program	https://www.consumersenergy.com/content.aspx?ID=7959
MI	2014	Homeworks Tri-County Electric	Co-op	HomeWorks Tri-County's Community Solar Garden	http://www.homeworks.org/content/were-growing-community-solar-garden
MN	2014	Connexus Energy	Co-op	SolarWise	https://www.connexusenergy.com/residential/programs-rates/solarwise/
MN	2015	Itasca-Mantrap Cooperative	Co-op	SolarWise	
MN	2014	Kandiyohi Power Cooperative	Co-op	KPC Community Solar	http://www.kpcoop.com/solar-options/
MN	2013	Lake Region Electric Cooperative	Co-op	HQ Prairie Project	http://www.lrec.coop/solar
MN	2015	McLeod Cooperative	Co-op	McLeod's Solar Community	http://www.mcleodcoop.com/products-services/solar/
MN	2015	Stearns Electric Association	Co-op	SolarWise	https://www.stearnsselectric.org/programs-services/communitysolar/
MN	2015	Steele-Waseca Electric Cooperative	Co-op	SolarWise	http://swce.com/documents/CommunitySolarFAQ061215.pdf
MN	2014	Tri-County Electric Cooperative	Co-op	Renewable Rays	https://www.tec.coop/programs/renewable-rays.php#RR3

Shared Solar Program Catalog

MN	2013	Wright-Hennepin Cooperative	Co-op	WH Solar Community project (CEC)	http://www.whsolarcommunity.com/
MN	2014	Xcel Energy MN*,**	IOU	Solar Gardens Community Solar	http://xcelenergy.com/Energy_Solutions/Business_Solutions/Renewable_Solutions/SolarRewards_Community-MN
MO	2014	City Utilities of Springfield	Public Power	CU Solar Farm From Sun to Switch	http://www.cityutilities.net/renewable/rn-w-solar.htm
MO	2015	Platte-Clay Electric Cooperative	Co-op	Platte-Clay Solar Farm	http://www.pcec.coop/energy/pcec-solar-energy/#Solar-Contracts
MT	2015	Flathead Electric	Co-op	Solar Utility Network	http://www.flatheadelectric.com/energy/sun/sunfaq.pdf
NC	2014	Pee Dee Electric Cooperative **	Co-op	Pee Dee Electric Community Solar Farm	http://www.yourdailyjournal.com/news/news/150097409/Electric-co-op-selling-
NC	2015	Roanoke Electric Cooperative	Co-op	Roanoke Electric Community Solar Project	http://www.roanokeelectric.com/CommunitySolar
ND	Exp. 2016	Cass County Electric Cooperative	Co-op	CCEC Community Solar	https://www.kwh.com/prairie-sun-community-solar
NM	2012	Kit Carson Electric Cooperative	Co-op	Taos Charter School project	http://www.kitcarson.com/
NV	Exp. 2016	Valley Electric Association**	Co-op	VEA Community Solar Project	http://www.ect.coop/power-supply/renewable-energy/nevada-co-op-adds-utility-scale-community-solar/84645
OK	Exp. 2016	Tri-County Electric Cooperative**	Co-op	TCEC Community Solar	https://www.tcec.coop/node/177

Shared Solar Program Catalog

OR	2007	City of Ashland	Public Power	Solar Pioneers II	http://www.ashland.or.us/Page.asp?NavID=13368
TN	2013	Duck River EMC	Co-op	Duck River EMC Generation Partners Program	http://www.dremc.com/community/solar-farm/
TX	Exp. 2016	Austin Energy**	Public Power	TBD	http://austinenergy.com/wps/portal/ae/about/news/press-releases/2015/austin-energy-enters-agreement-to-build-austins-
TX	Exp. 2016	CPS Energy**	Public Power	TBD	http://newsroom.cpsenergy.com/blog/cps-energy-grow-rooftop-solar/
UT	2008	City of St. George	Public Power	SunSmart Program	http://www.sgsunsmart.com/index.htm
UT	Exp. 2016	Rocky Mountain Power**	IOU	Blue Sky Subscriber Solar	https://www.rockymountainpower.net/about/nr/nr2015/subscriber-solar.html
UT	2008	Dixie Escalante Electric	Co-op	SunSmart Program	https://www.dixiepower.com/services/sun-smart-solar-farm/
UT	2015	Logan Light and Power	Public Power	Solar Rate	http://www.loganutah.org/LP/Conservation/SolarRequestForm.cfm
VT	2008	Green Mountain Power (GMPSolar)*	IOU	Multiple programs operating	http://www.greenmountainpower.com/innovative/solar/
VT	2012	Acorn Renewable Energy Co-op*	Multiple	Acorn Energy Solar One	http://www.newmarketpressvt.com/news/2012/jan/10/middlebury-unveils-solar-
VT	2014	Vermont Electric Cooperative	Co-op	Grand Isle Community Solar Array	http://www.vermontelectric.coop/community-solar/
WI	Exp. 2015	Eau Claire Energy Co-op**	Co-op	MemberSolar	https://www.ecec.com/energy-efficiency/renewable-energy/membersolar

Shared Solar Program Catalog

WI	2015	Polk Burnett Cooperative	Co-op	sCOOP	http://solarcooperative.coop/polk-burnett/
WI	2014	St. Croix Electric Cooperative	Co-op	Sunflower 1	https://www.scecn.net/content/sunflower-1
WI	2014	Vernon Electric Cooperative	Co-op	Vernon Electric Community Solar Farm	http://www.vernonelectric.org/sites/vernonelectric.coopwebbuilder.com/files/factsheet.pdf
WI	Exp. 2016	Wisconsin Public Power Inc.**	Public Power	New Richmond, River Falls Community Solar	http://www.newrichmond-news.com/news/business/3812298-future-solar-garden-new-richmond-be-considered
WI	Exp. 2016	Xcel Energy	IOU	Solar*Connect	http://www.xcelenergy.com/Energy_Solutions/Residential_Solutions/Renewable_Energy_Solutions/Solar*Connect_Community
WA	2015	Benton PUD	Public Power	Ely Community Solar Project	http://www.bentonpud.org/community_solar/benton_puds_community_solar/
WA	2006	City of Ellensburg	Public Power	Community Renewable Park	http://www.ci.ellensburg.wa.us/index.aspx?NID=310
WA	2014	Clark Public Utilities	Public Power	Clark Public Utilities Community Solar	http://www.columbian.com/news/2014/sep/02/community-solar-program-clark-utilities/
WA	2015	Inland Power and Light	Public Power	Inland Power and Light Community Solar	https://www.inlandpower.com/community-solar-faqs/
WA	2015	Mason County PUD 3	Public Power	Community Solar	http://www.masonpud3.org/newsdisplay.aspx?newsid=1530
WA	2012	Puget Sound Energy	Public Power	Puget Sound Community Solar	http://www.pugetsoundsolar.com/75-kw-of-community-solar-complete.html

Shared Solar Program Catalog

WA	2011	Seattle City Light	Public Power	Seattle Community Solar	http://www.seattle.gov/light/solar/community.asp
*Programa operando bajo leyes community solar/renewables a nivel estatal					
** Programa pendiente, planificado o anunciado					
© 2015, Interstate Renewable Energy Council, Inc.					

ANEXO 2. LISTADO Y PORTADAS DE PUBLICACIONES



Sustainable energy communities: a study contrasting Spain and Germany



Carmen Romero-Rubio*, José Ramón de Andrés Díaz

University of Malaga, Area of Engineering Projects, ETS Ingeniería Industrial, 2092-D, Calle Doctor Ortiz Ramos, s/n, 29071 Málaga, Spain

HIGHLIGHTS

- Collective-ownership models for RE (Renewable energy) infrastructures are very widespread in Germany.
- Approximately 22% of the installed renewable electricity capacity in Germany is owned by SECs.
- In contrast, collective ownership of RE infrastructures is rare in Spain.
- In Spain, incentives for renewable electricity have been drastically cut recently.
- To encourage SECs, energy activities other than renewable electricity production are proposed.

ARTICLE INFO

Article history:

Received 10 November 2014

Received in revised form

3 June 2015

Accepted 4 June 2015

Keywords:

Sustainable energy communities

Renewable energy (RE)

Legal framework

ABSTRACT

In recent years, several governments and organisations in the developed world have encouraged the creation of sustainable energy communities (SECs) as a strategy for achieving their energy and environmental targets. However, whereas in some of these countries (e.g., Germany), numerous SECs have been founded, there are other countries, such as Spain, where the creation and growth of SECs has been much slower.

The purpose of this article is to analyse the case of Spain, to determine the causes of the lack of SECs in this country, and to propose actions adapted to the Spanish context aimed at accelerating the creation of SECs. To facilitate these tasks, we have taken the German case as a reference. The key finding is that, in contrast to Germany, in Spain, SECs have scarcely contributed to the development of RE (Renewable energy) infrastructures, despite having similar incentives for renewable electricity (until recently). Moreover, in Spain, these incentives have been drastically cut recently. Therefore, it has become even more difficult to finance a renewable electricity generation plant. That is why strategies in sectors other than renewable electricity have been suggested for the encouragement of SECs in Spain.

© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.

1. Introduction

Sustainable energy communities (SECs) are organisations whose members are strongly involved in the planning and implementation of measures aimed at the rational use of energy and the introduction of renewable energy sources (RES) in the production, consumption and/or supply of electricity, thermal energy (e.g., heating/cooling), mechanical energy (e.g., for pumping) or fuels (e.g., biogas for vehicles or for injection into the natural gas network).

It is desirable that, in addition to energy-related measures, the SEC establish other measures aimed at the rational use of water

and other local resources, such as recycling and valorisation of waste.

Within a distributed generation system, SECs are a particular case of local production units in which the generation plant is owned, at least in part, by several owners who are quite involved in the achievement of their objectives.

The overall aim of a SEC is to improve the livelihood of the community without depleting natural resources. The strategy responds to the sustainable development concept of think globally and act locally. Becoming a SEC has several environmental, economic and social benefits (e.g., use of “clean technologies”, development of local business and job creation, social cohesion and regeneration).

The benefits and the citizen involvement that SECs entail contribute to public acceptance of RES and energy efficiency measures on different levels of society, which favours and can

* Corresponding author. Fax: +34951952600.
E-mail addresses: romerorubio@gmail.com,
deandres@ctima.uma.es (C. Romero-Rubio).

<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.012>
0301-4215/© 2015 Elsevier Ltd. All rights reserved.





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS Y LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Área de Proyectos de Ingeniería de la Universidad de Málaga

Carmen Romero Rubio
José Ramón De Andrés Díaz



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

COMUNIDADES ENERGÉTICAS SOSTENIBLES: INICIATIVAS DE FOMENTO EN LA UE Y OPORTUNIDADES DE DESARROLLO EN ESPAÑA

Área de Proyectos de Ingeniería de la Universidad de Málaga

Carmen Romero Rubio

José Ramón De Andrés Díaz





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA

SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO EN ESPAÑA. EFECTOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

Área de Proyectos de Ingeniería de la Universidad de Málaga
José Ramón De Andrés Díaz
Carmen Romero Rubio

16, 17 y 18 de julio de 2014





UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA



UNIVERSIDAD
DE MÁLAGA